

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA

A Regulação Tarifária do Setor Elétrico: Uma Análise Metodológica

Cristiana Montedonio Santos
Matrícula: 105043127
E-mail: crismontedonio@gmail.com

Orientador: Prof. Ronaldo Fiani
E-mail: rfiani@gmail.com

Março de 2012

As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade da autora

AGRADECIMENTO

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer a minha família pelo amor, compreensão e companheirismo. Agradeço o carinho com que me ensinaram o que é certo, apoiaram todas as minhas decisões profissionais e confiaram no meu desenvolvimento. Aos meus amigos e amigas, que tornaram esses anos mais alegres e proveitosos, agradeço cada experiência que pudemos viver e faço de vocês parte da família.

Ao corpo docente do Instituto de Economia da UFRJ, agradeço todo o conhecimento que me foi oferecido e absorvido, mas principalmente pela oportunidade de pensar.

RESUMO

Este trabalho dedica-se a análise do modelo de regulação tarifária do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil a partir da discussão de suas principais vantagens e desvantagens. Apresentamos a abordagem teórica do monopólio natural e da necessidade de regulação desta estrutura de mercado, contextualizando o setor de energia elétrica e suas especificidades. Em seguida, analisamos os principais modelos de regulação tarifária da teoria econômica sendo considerados os seus resultados empíricos e discutidos os seus critérios de determinação de preço. Finalmente, discutimos a metodologia de regulação tarifária aplicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) no Brasil com ênfase se a mesma atinge os objetivos a que se propõe.

ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica
BOVESPA Bolsa de Valores de São Paulo
CAPM “*Capital Average Price Model*”
DI Depósito Interfinanceiro
CMPC Custo Médio de Capital Ponderado
MME Ministério de Minas e Energia
SELIC Sistema Especial de Liquidação e Custódia

FIGURAS E GRAFICOS

Gráfico 1.1: Economias de Escala

Gráfico 1.2: Monopólio Natural

Gráfico 2.1: Efeito Averch-Johnson

Figura 3.1: Escopo de Análise - Empresa de Referência

ÍNDICE

INTRODUÇÃO	7
CAPÍTULO 1 – O MONOPOLIO NATURAL E O PAPEL DA REGULAÇÃO	9
1.1 Os Aspectos Estruturais	9
1.1.1 A Economia de Escala e o Monopólio Natural	9
1.1.2 Estrutura do Mercado	11
1.1.3 Indústrias de Rede	14
1.1.4 A Razão da Atividade Regulatória	15
1.2 Funcionamento do Monopólio Natural	15
1.2.1 O Princípio Geral	16
1.2.2 A Análise do Longo Prazo	18
CAPITULO 2 – A REGULAÇÃO DE PREÇO	22
2. 1. Os Modelos Tarifários	22
2.1.1. A Tarificação pela Taxa de Retorno	22
2.1.2. A Tarificação pelo Custo Marginal	3029
2.1.3. O Preço-Teto	31
2.1.4. Instrumentos Complementares	36
2.1.5. Considerações Finais	38
CAPITULO 3 – A REGULAÇÃO TARIFÁRIA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	39
3.1. O Princípio Geral	39
3.1.1. Contexto Operacional	39
3.1.2. A Fórmula-Base da Revisão Tarifária Periódica	42
3.1.3. Panorama sobre A Base de Capital, A Receita e Os Custos	44
3.1.4. A Construção da Empresa de Referência	46
3.1.5. Estrutura de Capital Ótima	49
CAPITULO 4 – CONCLUSÕES	57
REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA	59

INTRODUÇÃO

Pela teoria econômica tradicional, o objetivo da regulação em monopólios naturais é atrair investidores para a garantia da prestação de serviços de consumo, que pelas características particulares do monopólio natural poderia não ser rentável em um ambiente competitivo, principalmente devido aos elevados custos fixos iniciais e as decorrentes economias de escala.

Contudo, um dos aspectos de maior discussão e de busca por reformas na regulação de monopólios naturais é: a) a busca por um modelo que proteja os interesses dos consumidores; b) estimule a eficiência setorial; c) Ao mesmo tempo em que preserve a rentabilidade do capital investido. Além disso, a discussão em torno da qualidade do serviço prestado passa a ser um fator considerado nas avaliações da produtividade do setor, onde o consumidor deve auferir benefícios e o investidor deve ser remunerado não só pelos ganhos de eficiência da produção mas também da qualidade do serviço ofertado.

A existência de informações assimétricas e a dificuldade e o custo de avaliação do desempenho do concessionário fazem da regulação uma ferramenta crucial para impedir o abuso do poder de monopólio e, principalmente, gerar estímulos para uma eficiência alocativa entre capital e trabalho, produtiva em busca de ganhos operacionais e distributiva na partilha destes ganhos entre investidores e consumidores.

Os principais modelos de regulação tarifária no setor são basicamente:

- i.Regulação pela Taxa de Retorno, que foi adotado historicamente no mundo e baseia-se essencialmente na remuneração do capital estabelecida através de uma taxa de retorno estabelecida;
- ii.Regulação pelo custo marginal, que determina a remuneração do capital inicialmente empregado corrigido por um coeficiente atrelado ao custo de prestação de serviço para um consumidor adicional;
- iii. Regulação pelo Preço-Teto, que estabelece um preço limite a ser cobrado pela prestação do serviço descontado de um ganho produtivo esperado;

Cada um destes critérios tarifários estimula comportamentos e estratégias distintas nas firmas concessionárias, evidenciando vantagens e desvantagens em sua aplicação e que serão analisadas ao longo do presente trabalho. Contudo, podemos concluir que em

todos os casos a definição de regras para a remuneração do capital busca determinar que tipo de enfoque será privilegiado pelo órgão regulador em relação às firmas concessionárias, gerando um sistema de incentivos que pode levar a empresa a adotar um ou outro tipo de comportamento produtivo.

Discutiremos também o sistema de incentivo elaborado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) no Brasil, analisando a sua metodologia de cálculo e os componentes considerados pela entidade reguladora na determinação do preço praticado. E através da teoria econômica que sustenta a metodologia de cálculo da ANEEL, verificaremos se os incentivos a que esta se dedica são corretamente sinalizados ao mercado e devidamente atingidos.

Este trabalho está estruturado em três capítulos sendo o primeiro destinado à contextualização do tema na teoria econômica do monopólio natural, o segundo à discussão dos principais modelos de regulação tarifária no mundo e o terceiro à análise do arcabouço teórico da metodologia de cálculo da ANEEL e crítica dos resultados atingidos frente aos objetivos propostos.

O referencial teórico utilizado foi o entendimento de uma estrutura de mercado de monopólio natural frente à corrente tradicional que privilegia o equilíbrio competitivo, às justificativas conceituais para a intervenção frente ao entendimento de “falhas de mercado”, a constituição de um sistema de incentivos através dos modelos tradicionalmente adotados e as principais instruções normativas publicadas pela própria ANEEL.

CAPÍTULO 1 – O MONOPOLIO NATURAL E O PAPEL DA REGULAÇÃO

Este capítulo visa a contextualizar o mercado de distribuição de energia elétrica no âmbito das demais atividades econômicas, tendo como principal objetivo a análise de sua estrutura. Sob esta perspectiva, justifica-se e pondera-se a intervenção regulatória no setor elétrico, analisando seus principais argumentos e intenções.

1.1 Os Aspectos Estruturais

Esta seção desenvolve algumas particularidades estruturais do mercado de energia elétrica. Esses aspectos se expressam, principalmente, no custo marginal e médio do setor.

1.1.1 A Economia de Escala e o Monopólio Natural

Na concorrência perfeita, o mercado é sempre capaz de fornecer os estímulos corretos ao equilíbrio econômico ao definir preços e, por consequência, definir alocações eficientes de recursos. Os preços são entendidos como incentivos, refletindo uma relação direta entre a demanda e a oferta.

Segundo a teoria neoclássica, as principais hipóteses que sustentam este modelo são: a livre mobilidade de fatores; a atomicidade dos agentes, tornando-os tomadores de preço; a inexistência de barreiras à entrada e saída de determinados mercados; a racionalidade perfeita dos agentes, com livre circulação de informações; e o pressuposto que todo o agente busca a maximização de seus lucros. Nesse sentido, as abordagens convencionais descartam a razoabilidade de qualquer intervenção por parte do governo no âmbito econômico (LOPES e VASCONCELLOS, 2000). Tais intervenções são vistas como prejudiciais, pois impactam a determinação do preço e distorcem os incentivos do mercado para a alocação eficiente de recursos.

Contudo, a teoria econômica reconhece a ocorrência de falhas de mercado e admite casos em que os incentivos fornecidos não são adequados para a alocação eficiente de recursos (LOPES e VASCONCELLOS, 2000). Tais casos podem decorrer de diversas

razões, sendo os mais comuns: incerteza, informação assimétrica, externalidades, barreiras à mobilidade de empresas no mercado, rigidez de fatores, etc. (VARIAN, 2003). Um caso em que o mercado não atinge o equilíbrio mediante alocação eficiente, e que é de particular relevância no presente trabalho, é o monopólio natural.

O monopólio natural é uma situação de mercado em que os investimentos necessários a produção são muitos elevados e os custos marginais são muito baixos. Usualmente também são caracterizados por serem bens exclusivos e com muito pouca ou nenhuma rivalidade. Tais mercados são geralmente regulamentados pelos governos e possuem prazos de retorno muito grandes através de concessões.

O monopólio natural é um ambiente econômico de concorrência imperfeita, no qual se o agente produtor operar em um nível eficiente – onde o preço é igual ao custo marginal - irá incorrer em prejuízos ou perdas. Isso ocorre porque os elevados investimentos iniciais fazem com que a curva de custo marginal sempre esteja localizada abaixo da curva de custo médio. A maioria destes investimentos tem caráter de custos fixos e estão associados a fatores essenciais para produção, independentes do nível de produto gerado (VARIAN, 2003 p. 391).

Tomemos a seguinte função de custo de produção de curto prazo:

$$C(y) = C_v(y) + CF \quad (1)$$

Onde y é o patamar produtivo, $C_v(y)$ são os custos variáveis da produção, que têm relação direta e linear com o nível de produto e CF são os custos fixos.

Temos que o Custo Médio (CMe) mede o custo por unidade de produção e o Custo Marginal (Cmg) mede a taxa de variação dos custos dado a mudança de uma unidade no nível de produto, tal que (VARIAN, 2003 p 392):

$$CMe(y) = \frac{C(y)}{y} = \frac{C_v(y)}{y} + \frac{CF}{y} \quad (1.1)$$

$$Cmg(y) = \frac{\Delta C(y)}{\Delta y} = \frac{\Delta C_v(y)}{\Delta y} \quad (1.2)$$

uUma estrutura de custo onde os custos variáveis são significativamente inferiores aos custos fixos torna o custo médio relativamente alto em comparação com os custos

marginais, devido aos grandes investimentos iniciais. Os elevados custos fixos necessitam de um elevado nível de produção para serem diluídos. Por outro lado, como os custos fixos são independentes em relação ao nível de produção, a derivada do valor expresso por eles é zero (VARIAN, 2003). Os custos variáveis, significativamente menores, têm pequena representatividade em relação a alterações no nível produtivo. Assim, no monopólio natural, o custo marginal é caracteristicamente baixo.

Concluimos que em monopólio natural é uma situação de mercado onde os custos fixos de produção são muito elevados enquanto os custos marginais são muito baixos. Para operar neste mercado, a firma deve arcar e lidar com estes elevados custos fixos. Nesse caso, se a atividade produtiva não for suficientemente lucrativa, estes investimentos iniciais poderiam não ser adequadamente recuperados ou se tornar custos irrecuperáveis (VARIAN, 2003).

Logicamente, o agente que cogita a hipótese de ingressar neste mercado avalia o risco de não ter seus investimentos iniciais devidamente recuperados o que pode fazê-lo considerar esta escolha de investimento como desvantajosa frente às demais opções disponíveis. Este contexto faz com que a própria estrutura de mercado seja uma barreira à entrada de novas firmas, podendo ser compensada somente pelos lucros superiores advindos do monopólio. A própria estrutura dos custos só permite a operação mediante uma expectativa de lucro superior ao que seria obtido em um mercado perfeitamente competitivo (VARIAN, 2003).

1.1.2 Estrutura do Mercado

Um fator crucial para a determinação da estrutura do mercado é o tamanho da escala mínima de eficiência. A dimensão desta escala é o determinante do nível de produção capaz de minimizar o custo médio, com respeito ao tamanho da demanda.

Se a escala mínima de produção eficiente for grande em relação ao tamanho do mercado, podemos acreditar então na configuração de um monopólio natural. Isto é, uma empresa tem que dispor de uma estrutura ampla de produção para ser eficiente, o que exige custos de investimento muito altos, cria uma barreira à entrada e gera uma situação em equilíbrio tal que a produção seria menos custosa se operada por um único agente.

Além disso, a entrada de um novo agente produtor no mercado acarretaria na exigência da realização dos mesmos investimentos iniciais ao passo em que não haveria expansão da demanda, sendo a mesma apenas repartida (VARIAN, 2003, p. 463-464).

A escala tem particular relevância nos monopólios naturais. Se o tamanho eficiente de produção é grande em relação ao mercado, a empresa monopolista precisa de uma planta produtiva suficientemente grande para lhe permitir economias de escala. Trata-se de economias de escala internas, isto é, redução de custos à medida que a escala produtiva aumenta.

A economia de escala, ou os retornos crescentes de escala, são entendidas como uma relação específica entre insumo e produto, onde o aumento do produto é mais que proporcional do que ao aumento de insumos necessários. Nesse caso, simplificando a relação insumo-produto para dois fatores básicos de produção, capital e trabalho, temos retornos crescentes de escala (VARIAN, 2003 p 353):

$$F(\lambda K; \lambda L) > \lambda^n F(K; L) \quad (1.3)$$

Onde, K - Capital;

L - Trabalho;

$F(K; L)$ - Função de Produção;

λ - Um número real positivo maior que 1.

n - Um número real positivo maior que 1.

Este comportamento de custos resulta em uma relação na qual quanto maior a planta de uma única firma, maior a redução do custo médio que ela será capaz de atingir e mais eficiente ela será. Ao determinar uma significativa vantagem de custo para uma firma grande, as economias de escala interna desenham uma estrutura de concorrência imperfeita, chamada de monopólio natural (KRUGMAN e OBSTFELS, 2005).

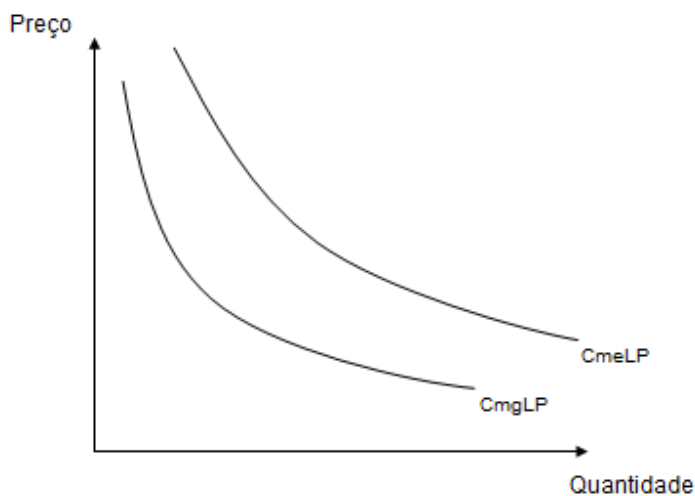
Vale ressaltar que o benefício gerado pela escala decorre da diluição do custo médio no maior patamar produtivo (y), conforme formula (1.1) do presente trabalho.

Quanto maior a representatividade dos custos fixos nos custos totais, maior a relação deste com o custo médio e maior a propensão ao surgimento das economias de escala.

Desta forma, se há retornos crescentes de escala, o custo médio diminui de acordo com o aumento da produção e então a curva de custo médio tem declividade negativa. Logicamente, para que a média caia, os números que estão sendo acrescentados ao cálculo tem que ser inferiores a esta média. Isso significa que, durante a redução progressiva do custo médio, o custo marginal é sempre menor que o custo médio para a mesma quantidade. Em um ambiente sem economias de escala, a redução progressiva do custo médio seria verdade apenas no curto prazo. Contudo, dado os retornos crescentes de escala, essa situação permanece verdadeira também no longo prazo para um monopólio natural (VARIAN, 2003).

Ilustrando, em um monopólio natural, as economias de escala geram a seguinte representação gráfica de custo médio e custo marginal :

Gráfico 1.1: Economias de Escala



No gráfico 1.1 acima, a sigla CmeLp representa o custo médio de longo prazo e CmgLp o custo marginal, sendo o primeiro continuamente superior ao segundo (VARIAN, 2003).

No mercado de distribuição de energia elétrica, as grandes economias de escala e os elevados custos fixos estão associados a um custo marginal muito baixo, tendendo a

zero. Em termos práticos, uma vez feito o custoso investimento inicial de aquisição de ativos e construção de rede já foi realizado, o custo adicional por produção seria praticamente nulo. (PEANO, 2005).

O monopólio natural decorre de uma estrutura de mercado que necessariamente opera em grandes escalas produtiva devido aos altos custos fixos e sugere uma oferta composta por um, ou poucos fabricantes.

1.1.3 Indústrias de Rede

A expressão indústria de rede refere-se a determinados setores da economia caracterizados por um alto grau de dependência da implantação de malhas ou redes, para o transporte e distribuição de seus produtos ao consumidor tal como o serviço de distribuição de energia elétrica. Estas indústrias exploram as relações entre os agentes situados ao longo da rede para desenvolver-se, sendo dotadas de uma organização territorial e espacial (DIAS e RODRIGUES, 1997).

A extensa rede de conexões fixas e diretas com os consumidores gera poder de mercado aos produtores dessas indústrias, pois torna a troca de fornecedores rígida e assim a repercussão no serviço prestado por uma troca de fornecedor é severa (DIAS e RODRIGUES, 1997). Além disso, a complexidade da estrutura envolvida na construção e desenvolvimento dessas redes faz com que estes ativos tenham valores significativos. No caso de monopólios naturais, os elevados custos fixos envolvidos na produção referem-se essencialmente à implementação e desenvolvimento desta ampla rede de ativos imobilizados envolvidos na prestação do serviço final aos consumidores.

Ocasionalmente, a elevada especificidade de determinados ativos pode caracterizá-los como bens de finalidades claras e restritas a uma operação particular o que resulta na reduzida liquidez do mesmo. Em contrapartida, a complementaridade tecnológica destas economias facilitaria a mobilidade de alocação dos fatores ao longo da rede. Essa facilidade é promovida através das externalidades que geram cooperação entre os agentes e complementam as competências técnicas das partes (IOOTTY e SZAPIRO, 2002).

A consolidação de uma infraestrutura que apoia tais sistemas implica um alto grau de irreversibilidade quanto aos investimentos realizados para criação e manutenção desta

rede integrada. Esta irreversibilidade dos investimentos é um agravante sob a análise da seção anterior, onde os elevados custos fixos iniciais envolvidas na entrada em um mercado cuja estrutura é de monopólio natural. Assim, parece lógico classificar o setor de distribuição de energia elétrica como uma indústria de rede (IOOTTY e SZAPIRO, 2002).

1.1.4 A Razão da Atividade Regulatória

A regulação no mercado de distribuição de energia elétrica surge no intuito de impedir que a estrutura inerente ao mesmo permita que a única firma instalada faça uso de sua situação monopolista, fixando preços abusivos e obtendo lucros extraordinários em detrimento da sociedade. Por se tratar de um serviço de interesse coletivo, tal impedimento é feito mediante atuação direta do Estado, que determina a diretriz de exploração do serviço. Esta exploração pode ocorrer através de empresa estatal, ou através de um contrato de concessão junto a uma empresa privada. Tal empresa privada e concessionária se submete à autoridade de determinada instituição reguladora do Estado conforme prevista em contrato (PEANO, 2005).

Vale mencionar que a essencialidade e universalidade do acesso à energia elétrica configuram a distribuição como um serviço público e que, apesar de transferida a prestação do serviço à um agente privado, a responsabilidade de prover o serviço à sociedade é do Estado e o mesmo deve responder por ela (PECI, 2000).

1.2 Funcionamento do Monopólio Natural

Esta seção dedica-se a apresentar o funcionamento do monopólio natural, desenvolvendo a análise em torno da determinação de preço. No âmbito do preço eficiente, discutimos o papel da regulação tarifária e seus objetivos de curto e longo prazo.

1.2.1 O Princípio Geral

A principal condição econômica que deve ser satisfeita para a determinação de um monopólio natural é a subaditividade da função de custo como consequência direta dos retornos crescente de escala.

A subaditividade da função de custo dita que os custos de produção incorridos por uma única firma são menores do que em duas, ou mais (PINTO e FIANI, 2002 p 516). Expondo algebricamente, teremos subaditividade de preço, se:

$$C_A(X^*) < C_B(X_1) + C_C(X_2) \quad (1.4)$$

Onde, $X^* = X_1 + X_2$;

C_A = Função de Custo da Empresa A;

C_B = Função de Custo da Empresa B;

C_C = Função de Custo da Empresa C;

Sendo X o nível de produção de determinado bem, $C(X)$ os custos associados a cada nível e A, B e C empresas distintas.

Se associarmos a subaditividade de preço descrita acima com a influencia da escala mínima produtiva discutida no capítulo anterior, concluiremos que uma firma com uma planta produtiva maior se beneficiaria mais destes retornos, otimizando a relação entre insumo-produto e diminuindo seus custos de produção. Além disso, outro motivo para a subaditividade de custos é a produção conjunta de dois, ou mais bens em uma mesma planta, o que poderia gerar economias de escopo. Parece lógico assumir que exista certa dependência e vínculo entre as economias de escopo em relação aos retornos crescentes de escala (VARIAN, 2003 e FERGUSON, 1980).

A maior planta produtiva exige maior volume de insumos, ainda que os mesmos sejam utilizados de modo mais eficaz. Além disso, mesmo resultando em produtos finais diferentes, determinados ramos industriais têm a mesma cadeia produtiva, com as mesmas particularidades técnicas. (IOOTTY e SZPIRO, 2002).

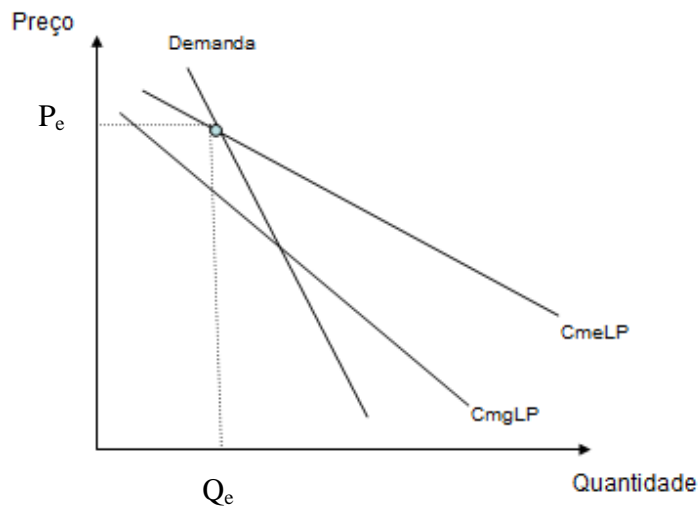
Diante de uma estrutura de mercado que tem sua eficiência inversamente relacionada ao número de firmas envolvidas na produção, é razoável aceitar a ideia de que

a empresa distribuidora de energia elétrica assuma os preços de mercado como dados apenas através da regulação dos mesmos. A subaditividade de custos favorece a concentração estrutural sempre em uma única firma, o que se traduz em poder de mercado. Entretanto, isso não significa que o monopolista pode escolher quantidade e preço separadamente: para qualquer dotação de preço, o agente só poderá vender o que o mercado suportar a esta dotação. A elasticidade dos consumidores expressa no grau de reação às mudanças no preço, restringirá a escolha do monopolista. De modo que, quanto maior o preço, menor a quantidade vendida (VARIAN, 2003). O problema é que em setores essenciais, como o de energia elétrica, os agentes tem baixa elasticidade de demanda e estão mais sujeitos a possíveis arbitrariedades.

A condição de maximização dos lucros de um monopolista ainda é direta: na escolha do nível produtivo, a receita marginal tem ser igual ao custo marginal. Se a receita fosse menor, a firma teria incentivos para diminuir a sua produção já que a economia no custo mais do que compensaria a perda na receita. Se fosse maior, o incentivo seria nos ganhos resultantes do aumento produtivo. O ponto igualdade é o equilíbrio porque elimina incentivos. Sob a ótica do bem-estar social, a produção ótima é o ponto onde a receita marginal intercepta o custo marginal (VARIAN, 2003).

No caso de um monopólio natural, se fosse estabelecido que a firma monopolista deveria praticar o nível de produção considerado ótimo, os custos médios seriam maiores do que o preço estabelecido pela igualdade com o custo marginal, haja vista que o custo médio é continuamente superior ao custo marginal (FERGUSON, 1980 e VARIAN, 2003). O preço que permitiria a obtenção de um lucro razoável sobre o capital investido, seria a projeção deste ponto de equilíbrio na curva de custo médio, isto é, P_e no Gráfico 1.2. Esta condição deve-se ao custo médio declinante e, dado as economias de escala, ao custo marginal inferior, conforme analisado anteriormente (VARIAN, 2003 e FIANI, 2006).

Gráfico 1.2 : Monopólio Natural



Nesse contexto, o preço praticado deixa de ser estabelecido em função do custo marginal, e é relacionado diretamente ao custo médio que é superior. Essa relação permite que a empresa cubra seus custos de produção por meio de um preço maior, mas impõe que a quantidade ofertada do produto seja menor do que aquela prevista em nível eficiente (VARIAN, 2003).

1.2.2 A Análise do Longo Prazo

Por definição, o longo prazo trata do momento econômico em que a firma não se restringe a nenhuma variável produtiva fixa. A mobilidade das variáveis permite a livre escolha da quantidade de cada fator que será incorporado à produção. Trata-se de um momento de planejamento no qual a empresa define estratégias, investimentos e todas as decisões produtivas futuras (LOPES E VASCONCELLOS, 2000).

Nesse sentido, os custos de longo prazo são a expressão das dotações de fatores decididas e planejadas pela empresa para esse momento. No longo prazo, o que importa é a comparação do comportamento do custo com as quantidades que se espera utilizar de todos os fatores de produção. O foco é a relação entre os custos referentes aos insumos

necessários e a produção que se pretende obter em decorrência dos mesmos. Em suma, é a determinação do custo médio de longo prazo (FERGUSON,1980).

Como estamos considerando um monopólio natural baseado em economias de escala, faz sentido que o custo médio de longo prazo diminuía com o aumento do nível de produção. Neste contexto, assim como no curto prazo, o custo médio no longo prazo tem inclinação negativa. Sob esta propriedade, consideraremos os insumos simplificados trabalho e capital da seguinte forma (VARIAN, 2003 p 400):

$$C(y)_{LP} = rK + wL \quad (1.5)$$

$$C_{meLP}(y) = \frac{rK + wL}{y} \quad (1.6)$$

Sendo, K - Capital;

L - Trabalho;

r - Taxa de Juros;

w - Salário médio de mercado;

y - Nível de Produção;

$C(y)_{LP}$ – Custo Total de Longo Prazo

$C_{meLP}(y)$ – Custo Médio de Longo Prazo

Esta fórmula expressa o custo médio de longo prazo que o preço regulado deverá tentar convergir em um ambiente de monopólio natural.

A principal questão que cerca a análise de longo prazo é a flexibilidade do capital investido e, portanto, dos elevados custos fixos. No curto prazo, um agente que aplica seu capital na produção de determinado setor, imobiliza este investimento na forma de máquinas, equipamentos ou obrigações fixas. Além disso, o capital que o agente tem disponível para investir é dado e conhecido. Uma vez concretizada a decisão de investir, o agente tem seu capital fixado em determinada atividade independente dos rendimentos efetivos da mesma. Contudo, a livre mobilidade do capital no longo prazo faz com que o

agente só aceite investir em determinada produção caso ela seja rentável frente às demais opções e maximize o lucro daquele agente no futuro (FERGUSON, 1980).

Ao definir a maximização dos lucros individuais do investidor como condição necessária para que um investimento ocorra no longo prazo, introduzimos a ideia de custo de oportunidade. O custo de oportunidade representa o custo embutido nas opções renunciadas em prol daquela escolha. É a representação do valor associado à melhor opção não incorrida.

O valor associado aos benefícios não escolhidos pode ser entendido como um custo da escolha auferida, o custo de oportunidade. Este custo gera uma preocupação sobre a taxa de retorno de investimento considerada no longo prazo, pois se esta taxa for baixa demais, o custo de oportunidade poderá ser maior, de forma que esta opção de investimento não seja mais racional ou atraente. Ou seja, se tal taxa não representar minimamente o custo de oportunidade das demais escolhas disponíveis, não haverá incentivos para a ocorrência de tais investimentos. A livre mobilidade do capital no longo prazo permitirá a transferência do mesmo para um setor mais lucrativo em detrimento do investimento inicial e o investimento realizado é líquido o suficiente (VARIAN, 2003 e FERGUSON, 1980).

Entendemos que, no longo prazo, o agente é capaz de tomar uma decisão que conduza ao menor custo médio para qualquer nível dado de produto. Assim, o custo médio de longo prazo é um mecanismo de planejamento, pois permite a identificação da condição produtiva que detém o menor custo unitário de produzir. Portanto, tendo em vista que esta é a condição almejada por um monopolista natural, a curva de custo médio de longo prazo é a curva equivalente ao caminho de expansão da produção em relação aos seus insumos (FERGUSON, 1980).

Assim, sob o interesse da regulação de preço em um monopólio natural, o custo médio tem papel fundamental na determinação da tarifa, pois é a expressão do montante mínimo do custo que é o preciso para atender determinada expansão produtiva. Trata-se de uma análise interessante sob o ponto de vista da prestação de um serviço público essencial e universal. É o cruzamento entre as obrigações de pagamento sob a ótica do empresário e os recursos que a sociedade deve sacrificar para obter dado serviço. Em busca de um ambiente de incentivos a eficiência e de remuneração razoável, o custo médio de longo

prazo será o patamar de preço que os modelos de tarifação tentarão convergir. Algebricamente, significa que (FIANI, 2006):

$$P(\text{Tarifa}) = C_{meLP} = F(K; r; L; w) \quad (1.7)$$

Tendo a função $F(K; r; L; w)$ sido descrita anteriormente neste trabalho nas equações (1.5) e (1.6). O principal objetivo econômico da regulação de preços é garantir a atratividade necessária aos investidores e tornar possível a expansão do serviço público mediante a garantia de qualidade do mesmo. (VARIAN, 2003 e FERGUSON, 1980).

No próximo capítulo discutiremos os modelos de regulação de preço em mercados de monopólio natural de maior adoção no mundo moderno. Para tais modelos discutiremos os aspectos definidos no cálculo para definição da tarifa, analisando as principais vantagens e desvantagens associadas à cada um.

CAPITULO 2 – A REGULAÇÃO DE PREÇO

Este capítulo discute os aspectos mais relevantes para a determinação do preço a ser cobrado dos consumidores nos monopólios naturais regulados, mais especificamente, no caso do setor de energia elétrica. Em seu escopo, serão analisadas as principais abordagens econômicas acerca da regulação da tarifa, assim como os objetivos, os benefícios e eventuais problemas e carências de cada uma delas.

2. 1. Os Modelos Tarifários

Esta seção descreve os principais modelos de regulação tarifária adotados no setor elétrico, com desdobramentos para os mecanismos complementares desenvolvidos posteriormente. A discussão dos principais critérios tarifários visa à melhor compreensão das regras regulatórias de preço, esclarecendo suas prioridades e como as mesmas são definidas e atingidas.

2.1.1. A Tarifação pela Taxa de Retorno

Este foi o regime regulatório de preço tradicionalmente adotado para a determinação tarifária em monopólios naturais. Sob seu critério, o preço deve remunerar os custos totais de produção e embutir uma margem de lucro tal, que garanta atratividade ao setor. O principal conceito econômico por trás deste regime é que o preço praticado assegure uma taxa de remuneração mínima aos altos investimentos exigidos inicialmente pelos custos fixos. Por este motivo, este regime também é conhecido como tarifação pelo custo do serviço (PICCINNI, 2005).

O principal objetivo deste modelo é garantir que a produção proporcione um retorno razoável ao investidor, assegurando minimamente a cobertura dos custos associados ao nível de produção. Assim, para determinação do preço deve ser cumprida uma relação de igualdade entre a receita bruta e a receita comprometida com os custos de produção corrigida pela taxa de remuneração ao investidor.

A relevância da análise gira em torno dos critérios de determinação da taxa a ser acrescida. Tal taxa deve ser suficientemente elevada a fim de garantir remuneração satisfatória aos acionistas e atratividade ao capital, apesar dos expressivos custos fixos, ao mesmo tempo em que não deve gerar lucros excessivos ou permitir que haja queda na qualidade do serviço. Como discutido no capítulo anterior, do ponto de vista econômico, esta taxa de retorno deve ser fixada em função do custo de oportunidade do capital (PICCINNI, 2005).

A mensuração prática desta taxa de retorno é uma estimativa em alguma medida subjetiva e depende da interpretação de cada agente das condições de mercado que estipulam os termos de uma oportunidade renunciada. A natureza deste conceito faz com que não haja uma regra geral para a determinação da taxa de retorno, dificultando a análise e a precisão dos objetivos e da eficiência econômica de tal margem determinada. Além disso, a inexistência de uma regra-geral clara cria incerteza e questionamentos sobre os critérios adotados (GHIRARDI, 2000).

Este contexto pode resultar na falta de interesse por parte da concessionária em aumentar a produtividade e a eficiência operacional e tecnológica. A cobertura integral dos custos pode causar a má alocação de recursos e a adoção de métodos produtivos ineficientes (PICCININI, 2005). Além disso, as assimetrias de informação entre o órgão regulador e a concessionária prestadora do serviço podem permitir a manipulação de dados de forma vantajosa a esta última, o que exigiria um esforço de monitoramento maior. Outro aspecto trata da possibilidade desta tarifação distorcer o custo de oportunidade do capital ao garantir uma determinada remuneração, permitindo arbitrariedades por parte do regulador. O regulador a fim de tornar o investimento na atividade de distribuição de energia elétrica atrativo e rentável, conforme metodologia já discutida da taxa interna de retorno, pode superestimar uma taxa de remuneração ao capital que supere o custo de oportunidade dentre as demais opções do mercado (GHIRARDI, 2000).

Nesse sentido, pode tornar-se extremamente complexo avaliar quais tipos de custos que a concessionária incorre que são eficientes, ou não. Estatisticamente, as despesas referentes a insumos, salários, taxas e depreciação, respondem por cerca de 80% dos

custos totais de determinada atividade produtiva (VISCUSI, VERNON e HARRINGTON, 2000).

Outro efeito inconveniente diz respeito ao fato que o incentivo fornecido pelo regulador ao fixar a tarifa a partir do custo de capital pode alterar a proporção entre os preços relativos do capital e do trabalho, levando a uma planta produtiva intensiva em capital. A remuneração garantida faz com que tal planta seja preferível ainda que não seja eficiente, pois esta escolha aumenta os custos fixos e remuneráveis do ativo da empresa. O chamado efeito Averch-Johnson pode tornar o sobreinvestimento uma opção vantajosa, pois a superutilização do capital seria convertida na tarifa onde o ganho na receita poderia ser superior à depreciação do mesmo. Este efeito justifica a ocorrência de diversas distorções quanto à eficiência produtiva de tais serviços, inclusive o uso subótimo das plantas intensivas em capital (PICCININI, 2005).

O sobreinvestimento é considerado o incentivo mais perverso decorrente da tarifação através da taxa de retorno porque determina produção em um nível ineficiente e com elevados custos. A elevada remuneração do capital faz com que a maximização de lucros da concessionária ocorra mediante a substituição do insumo trabalho pelo insumo capital. Algebricamente, isso significa que (VISCUSI, VERNON e HARRINGTON, 2000 p 237):

$$\Pi = R(K, L) - wL - rK \quad (2.1)$$

$$\frac{R(K, L) - wL}{K} = s \quad (2.2)$$

e

$$s > r \quad (2.3)$$

Onde,

Π – Lucro;

$R(K, L)$ – Função de Receita dada as quantidades de insumos de capital e trabalho;

K – Quantidade de Capital multiplicada pela taxa de juros vigente;

L – Quantidade de Trabalho multiplicada pelo salário vigente;

w – Taxa Média de Salários;

r – Custo do Capital;

s – Taxa de Retorno estabelecida pelo regulador;

Uma premissa chave deste modelo é que o regulador admite que a base de capital da concessionária seja remunerada a uma taxa s superior ao custo do capital no mercado, isto é, a taxa r . O fato de s ser superior a r expressa, essencialmente, a preocupação do regulador em garantir o retorno a concessionária apesar dos elevados custos fixos associados ao monopólio natural (VISCUSI, VERNON e HARRINGTON, 2000).

Utilizando a solução matemática do multiplicador Lagrangiano, Averch e Johnson (1962) chegaram as seguintes conclusões algébricas (VISCUSI, VERNON e HARRINGTON, 2000, p. 372):

$$\frac{MP_k}{MP_t} = \frac{r - \alpha}{w} \quad (2.4)$$

e

$$\alpha = \frac{\lambda (s - r)}{1 - \lambda} > 0 \quad (2.5)$$

Sendo que,

MP_k = Produtividade Marginal do Capital;

MP_t = Produtividade Marginal do Trabalho;

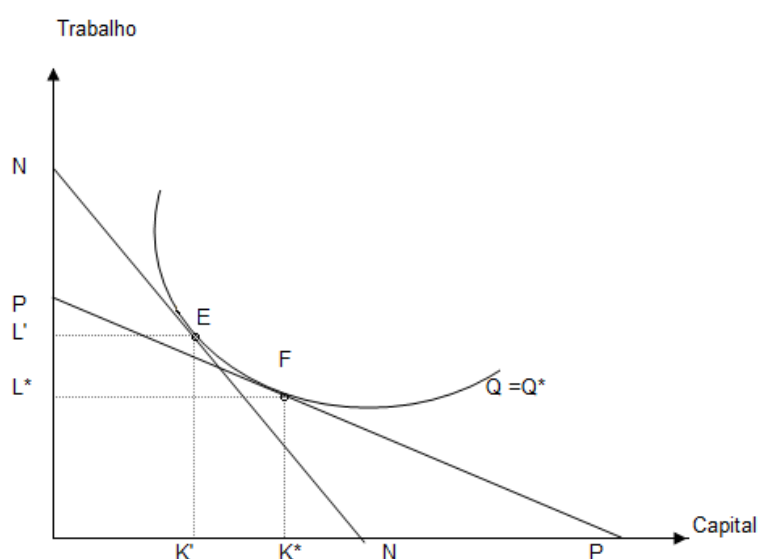
α = Coeficiente positivo já que, conforme equação (2.3), $s > r$;

λ = Multiplicados Lagrangiano;

Algebricamente, podemos concluir que a razão entre a produtividade marginal do Capital sobre o Trabalho torna-se menor em razão de um coeficiente α , resultante do fato da concessionária obter uma remuneração (taxa s) superior àquela praticada no mercado (taxa r) para sua base de capital. Como consequência, a função de produção da

concessionária torna-se mais inclinada, partindo da reta NN para a reta PP (Gráfico 2.1). Assim, para uma mesma quantidade de produção Q^* , tal função passa a operar em uma dotação de produção mais intensiva em capital, no ponto F (L^*, K^*), do que aquela determinada pelas condições de eficiência do mercado, no ponto E (L', K') (VISCUSI, VERNON e HARRINGTON, 2000).

Gráfico 2.1 :Efeito Averch-Johnson



Nesse contexto, a concessionária tenderá a optar pela produção de Q^* mediante uma quantidade de capital superior aquela do ponto de eficiente, $K^* > K'$, e uma quantidade de trabalho inferior aquela do ponto eficiente, $L^* < L'$, (VISCUSI, VERNON e HARRINGTON, 2000).

O efeito Averch-Johnson é resultado da determinação de uma taxa de retorno aos investimentos superior ao custo de oportunidade do mercado. Nesta lógica, o custo de oportunidade do capital torna-se menor do que o incorrido nos demais investimentos dada a vantagem da remuneração garantida. Assim, a firma assume estratégias de expansão produtiva que seriam superintensivas em capital, ainda que a planta correspondente não seja ótima. Este critério de remuneração do empreendimento incentiva a firma a aumentar seus investimentos e a operar com custos mais altos que o necessário. Contudo, essa opção pode ser também defendida como um modelo que estimula altos padrões de qualidade do

serviço, pois aceita um maior patamar de despesas pelas concessionárias (GUIRARDI,2000).

A preocupação quanto à qualidade do serviço prestado surge na intenção de proteger os interesses dos consumidores que, por serem um grupo numeroso e disperso, são desorganizados e muitas vezes não conseguem defender seus interesses de modo eficaz. O entendimento acerca dos interesses dos consumidores de energia elétrica pode ser mais bem desenvolvido se dividido em dois grandes grupos: o de consumidores cativos e o de consumidores livres. Os consumidores cativos são aqueles de demanda pequena que estão vinculados a uma determinada firma prestadora dada sua localização geográfica em uma área de concessão. Trata-se de consumidores residenciais e pequeno comércio. A demanda destes consumidores é inelástica, pois os mesmos estão vinculados a uma única concessionária e não há substituição possível para a energia elétrica (GHIRARDI, 2000).

Já os consumidores livres são os consumidores de grandes quantidades de energia e podem contratar a compra de energia em um ambiente desregulado de mercado. Isso significa que estes consumidores têm a possibilidade de contratar, em uma mesma localidade, qualquer uma de diversas distribuidoras de energia no mercado. Assim, a sensibilidade destes consumidores ao preço é muito maior do que a de consumidores cativos. Essa dualidade de elasticidades associadas à existência de uma taxa mínima de retorno induzem a firma regulada à discriminar preços em detrimento dos consumidores cativos. Tal prática que deve ser coibida pelo órgão reguladora através de suas normas e incentivos regulatórios de preço (GUIRARDI, 2000).

Vale reforçar que o método de tarifação pela taxa de retorno trata de uma forma de determinação da tarifa, onde o preço é uma variável dependente dos custos estimados e de determinada margem de retorno desejada. Em consequência, o preço pode ser usado como instrumento de ajuste a variações exógenas à concessionária e que comprometam a remuneração adequada da atividade, e com isso, comprometam a própria operação. O preço pode funcionar como meio de corrigir custos incorridos, e não previstos, que sejam severos demais para produção (PICCINNI, 2005). Isso significa que os preços podem ser recompostos de forma a garantir a taxa de retorno determinada pelas regras regulatórias.

Ainda no sentido de garantir uma rentabilidade mínima aos investimentos, existe outro problema: determinar o montante do capital que deve ser remunerado pela tarifa. É

a dificuldade de compor o valor-base que será multiplicado pela taxa de retorno estabelecida. Tradicionalmente, o montante de capital remunerado será definido a partir de uma análise histórica dos investimentos feitos e observados pelo órgão regulador como acrescidos à rede de serviços prestados ao consumidor (ROCHA, BRAGANÇA e CAMACHO, 2007).

Este regime de regulação de preço combina na taxa de retorno assegurada seus aspectos positivos e negativos. A vantagem da certeza da existência de investidores interessados no setor deriva da mesma causa da desvantagem dos incentivos à ineficiência. Ao determinar uma margem de rentabilidade que remunere todos os custos incorridos na produção, o regulador garante um retorno mínimo ao capital investido de modo que o mercado passa a combinar lucratividade e baixo risco. Esta combinação é a principal razão para que este investimento, apesar das características particulares, torne-se atrativo diante da maioria dos agentes de mercado. E, para garantir tal remuneração atrativa, a margem de retorno segundo este modelo de tarifação deve cobrir o patamar de custos totais incorridos. Contudo, tal patamar não é descrito de modo detalhado ou conceitual, de forma que se subentende uma margem que proporcione retorno independentemente do montante ou natureza dos custos. O regime permite que ocorra a má alocação de recursos e a produção ineficiente por parte do concessionário, sem puni-lo ou induzi-lo a aumentar sua produtividade (PICCINNI, 2005).

Com o objetivo de aperfeiçoamento do método de tarifação pela taxa de retorno, foi desenvolvido uma nova versão para a tarifação pela taxa de retorno, conhecida como *Sliding Scale Plan*. A nova versão acrescenta a ideia de um parâmetro corretivo que equalizaria a diferença existente entre a taxa de retorno desejada e aquela observada na prática. Este parâmetro visa à criação de mecanismos que impeçam a distorção de incentivos e estimulem a eficiência produtiva. O esquema desta nova versão pode ser expresso na seguinte equação (PICCININI, 2005, p.8):

$$R_e = R_i + h (R^* - R_i) \quad (2.6)$$

Onde,

R_e - Taxa de retorno efetiva;

R_i - Taxa de retorno inicial;

R^* - Taxa de retorno desejada;

h – Parâmetro.

A ideia do parâmetro é funcionar como um fator de ponderação entre a taxa de retorno efetiva e a taxa de retorno desejada. Se $h = 1$, o modelo volta a funcionar como o tradicional critério da tarifação pela taxa de retorno. Se $h = 0$, a firma concessionária passa a operar em um mercado onde o preço é dado e passa a incorporar possíveis perdas ou ganhos resultantes do comportamento do mercado. Entretanto, no caso intermediário em que $0 < h < 1$, a determinação do preço passa a representar uma repartição dos lucros, ou prejuízos, entre consumidores e produtores (PICCINNI, 2005).

Nesta versão, o preço adquire um caráter distributivo de benefícios e prejuízos. A tarifa passa a ser capaz de reduzir os preços em função dos ganhos produtivos, ao mesmo tempo em que pode repassar os custos eventuais não previstos. Isso implica, em certa medida, a conciliação do maior benefício aos consumidores com o menor risco aos investidores. O regulador busca equilibrar o repasse de custos com intuito de incentivar a eficiência e a rejeição de que tais repasses sejam abusivos e prejudiciais aos consumidores. Em seu papel, o regulador busca definir uma tarifa tal qual concilie os incentivos à eficiência do concessionário e o benefício ao consumidor, sem permitir que os privilégios concedidos a ambos sejam prejudiciais a nenhuma das partes (GHIRARDI, 2000).

Em linhas gerais, a tarifação pela taxa de retorno ajustada ao *Sliding Scale Plan* estabelece um nível de remuneração sobre o investimento considerado pelo regulador como justo. Trata-se de uma forma de controle onde a concessionária apresenta e comprova os seus custos necessários à prestação daquele serviço, que deverão ser recompostos e remunerados através de tal taxa considerada justa. Essa situação favorece a revelação dos custos, pois na medida em que estes são ressarcidos em sua plenitude, o concessionário é estimulado a agir com transparência (PICCINNI, 2005).

2.1.2. A Tarificação pelo Custo Marginal

Aproveitando a característica de multiproduto do mercado de energia elétrica, onde se podem consumir diferentes cargas a diferentes preços, este método visa a atingir uma maior eficiência alocativa ao transferir para o consumidor os custos incrementais necessários ao sistema para seu atendimento.

O conceito básico para esta metodologia é a discriminação de tarifas, isto é, a determinação de diferentes preços para diferentes categorias de consumidores, tais como consumidores residenciais, industriais, rurais etc. Além disso, outros fatores poderiam ser considerados nesta discriminação, tais como: níveis de voltagem, horários de consumo ou estações do ano. Posto isto, é necessário um mapeamento aprofundado de fatores que quantificam e qualificam a demanda por energia. A partir destas informações seria possível modelar as curvas de consumo de cada categoria de consumidor, determinando usos e hábitos que permitiram a identificação dos custos marginais de fornecimentos exigidos pelo sistema. Este mapeamento requer uma estrutura administrativa especializada por parte da concessionária e um elevado custo de controle por parte do regulador (PICCINNI, 2005 e GHIRARDI, 2000).

A maior dificuldade na identificação dos custos marginais é que em setores caracterizados por um monopólio natural, os elevados custos fixos garantem retornos crescentes de escala, isto é, custos marginais decrescentes. Assim, este critério tarifário é exposto ao risco de determinar um preço abaixo do considerado atrativo e que, em determinados casos, poderia ser tão baixo que não remuneraria sequer a parcela de custo variável envolvida na prestação do serviço. Uma solução poderia ser a cobrança de um valor estipulado acrescido ao custo marginal, representando uma taxa adicional para a cobertura dos elevados custos fixos. Entretanto, esta taxa adicional pode ter efeitos inesperados no comportamento da demanda, tendo em vista a elasticidade e a propensão à fraude de alguns consumidores, especialmente os de baixa renda (PICCININI, 2005).

Entretanto, a maior dificuldade para a implementação deste método é o próprio critério de diferenciação de preço: apesar de apresentar um avanço em termos de eficiência, o argumento regulatório da universalidade do serviço relacionado à própria natureza de um serviço público confronta com a ideia de discriminação de preços. Em

geral, a adoção deste critério tem ocorrido em conjunto com a de outros métodos tarifários (PICCINNI, 2005).

O grande benefício para o setor gerado pela incorporação do conceito econômico do custo marginal foi o melhor mapeamento e gerenciamento da demanda, que, por sua vez, acarretou em uma melhor sinalização de preços no mercado. Esta nova estrutura de preço permitiu às empresas concessionárias um maior aproveitamento da capacidade instalada. Contudo, trata-se de um modelo de pouca difusão e implementação prática nos mercados regulados até hoje, de modo que responde por uma influência teórica sem aplicação empírica nesta análise metodológica.

2.1.3. O Preço-Teto

Seguindo a tendência de obter um mecanismo de tarifação mais eficiente, foi desenvolvido um método de definição de preço através da restrição de um preço máximo permitido. Este é o conceito teórico do *price-cap*, também chamado de preço-teto. Neste modelo, o preço praticado seria um dado preço máximo corrigido pela inflação e reduzido por um indexador estimado para ganhos de produtividade. Em determinados casos, o cálculo do preço também pode incluir o acréscimo de outro fator indexador, de repasse dos custos extraordinários para os consumidores (PICCININI, 2005).

Como a tarifação através do custo marginal, o preço-teto tem um caráter distributivo dos ganhos e/ou perdas de eficiência da firma. Podemos resumir o cálculo da tarifa, através da seguinte equação (PICCININI, 2005, p.20):

$$P(x) = (P^*) \times (I_p) - X + Y \quad (2.7)$$

Onde,

$P(x)$ – Tarifa praticada;

P^* - Preço Máximo estimado;

I_p – Determinado índice de preço econômico, como IGP –M, IPCA etc;

X – Indexador de ganhos de produtividade;

Y – Indexador de repasse de custos.

Uma das principais intenções da elaboração do preço-teto como método alternativo foi desenvolver um critério capaz de eliminar os riscos e custos da ação regulatória, muito presentes nos modelos descritos nas secções anteriores por causa das complexas análises de custos da concessionária. O objetivo era propor um calculo tarifário baseado em uma regra simples e transparente para diminuir a assimetria de informação entre as partes e, por consequência, atingir melhores resultados. Portanto, uma das maiores vantagens deste modelo é a intenção de que os custosos controles de levantamento das informações sejam dispensáveis mediante uma regra-geral (PICCINNI, 2005).

Sob o ponto de vista da concessionária, o preço-teto é um regime que permite mais liberdade de gestão, pois representa uma forma clara do regulador sinalizar suas prioridades no âmbito da prestação do serviço com mais ênfase e importância. O regulador estabelecerá como componente da tarifa as despesas e investimentos que compreende como aquelas que atendem as principais necessidades estruturais do setor para o seu bom funcionamento, preservando o interesse da sociedade e do governo público. Estes componentes explicitaram as prioridades do regulador e determinam atividades consideradas como essenciais dentro da prestação do serviço com qualidade e eficiência. Deste modo, o regulador irá reconhecer as despesas referentes a tais atividades no cálculo da tarifa da concessionária. Consequentemente, a concessionária é estimulada a realizar tais atividades, pois as mesmas são remuneradas de modo que também seriam priorizadas pela estratégia produtiva da própria empresa (GHIRARDI, 2005).

Outra vantagem é que o modelo de tarifação do preço-teto prevê a correção da inflação através de indicador dos preços da economia como um todo e não de um índice específico do setor de energia elétrica. Desta forma, o agente regulador impede que haja qualquer tipo de manipulação dos custos pela concessionária e/ou coordenação entre as diversas concessionárias do país a fim de obter benefícios através desta correção. Como consequência, o regulador estabelece norma clara e previsível do cálculo de correção da sua tarifa de energia elétrica diminuindo a incerteza junto às demais concessionárias e agentes do mercado (COWAN; ARMSTRONG, 1997)

Sob o ponto de vista do consumidor, os ganhos de produtividade diminuem o preço e, uma vez que este é previsto e dado na tarifa, a concessionária devera buscar atingir

minimamente aquele patamar. Se ela atinge um ganho de produtividade inferior, a firma tem em sua tarifa o reconhecimento de custos menores do que o que ela pratica, o que significa que sua margem de lucro cai. Por outro lado, se a companhia prestadora do serviço é mais eficiente que o previsto e contempla ganhos maiores de produtividade, a tarifa passa a remunerá-la acima do previsto e a mesma se apropria de lucros extraordinários. Assim, é de interesse da própria concessionária atingir maiores graus de produtividade e eficiência, pois o efeito da proporção entre tarifa e custo será inverso e a empresa vislumbrará uma margem de lucro maior (PICCININI, 2005).

A maior liberdade de gerência das concessionárias permite que as mesmas tomem decisões estratégicas com relação a seus preços relativos. No intuito de evitar tais práticas, o regulador pode definir um preço-teto médio entre todos os multiprodutos do setor de energia elétrica, ou definir um preço-teto específico para cada produto diferenciado em cada segmento de atuação da concessionária (PICCININI, 2005).

No objetivo de garantir que nenhuma oscilação brusca no mercado comprometa a operação da concessionária, a tarifação através do método do preço-teto também prevê a remuneração de custos da concessionária no preço praticado, porém de maneira distinta da tarifação pela taxa de retorno. A remuneração dos custos da concessionária ocorre conforme a estimativa do regulador para o patamar de produção eficiente, dadas as condições de mercado vigente. Isto é, o regulador estima os custos operacionais que a concessionária incorreria se a mesma operasse de maneira eficiente nas condições de mercado em que a mesma se encontra e reconhece tais custos integralmente na tarifa praticada (COWAN; ARMSTRONG, 1997).

A principal preocupação teórica a respeito deste modelo de tarifação é que não haja incentivos suficientes para a realização de investimentos por parte da concessionária. Ao estimular a diminuição de custos mediante a perspectiva de maiores lucros, a empresa pode ser encorajada a somente realizar gastos essenciais à produção o que poderia causar subinvestimentos na sua planta de longo prazo. Contudo, se o regulador for capaz de criticar os investimentos realizados pela concessionária e identificar aqueles relativos à manutenção e aumento dos ativos associados à prestação do serviço, tais investimentos deixam de ser considerados custos operacionais e passam a ser reconhecidos como

incremento a esta base de ativos de modo que devem ser remunerados como custos de capital (COWAN; ARMSTRONG, 1997).

Finalmente, o regulador deve estabelecer o *gap* entre o preço-teto e o preço praticado de maneira que este não exija reduções extremas de custo, comprometendo a operação a concessionária ou desestimulando a realização de investimentos. Ao mesmo tempo, o regulador deve incentivar a produção ótima no mercado de energia elétrica e a eficiência de alocação de recursos. Diante deste modelo de tarifação, o regulador deve equilibrar os incentivos à produção eficiente com a remuneração adequada ao capital privado da concessionária levando em consideração a análise crítica de diversos fatores operacionais, sendo os principais: (i) O valor da base de ativos da companhia; (ii) A expectativa de investimentos futuros; (iii) O custo do capital; (iv) A expectativa de ganhos de produtividade e (v) Crescimento da demanda (COWAN; ARMSTRONG).

2.1.3.1. Custo de Capital e a Base de Ativos

Conforme as características próprias de um monopólio natural, já discutidas ao longo do primeiro capítulo, o capital privado não terá incentivo de investir em uma produção em um monopólio natural com elevados custos fixos à não ser que a taxa de remuneração deste investimento seja minimamente igual ao custo de oportunidade deste capital. Esta premissa justifica a importância do custo de capital no modelo de tarifação pelo preço-teto e demonstra que tão importante quanto estimar tal custo, é mensurar a base de ativos aos quais este retorno é aplicável uma vez que esta é a base de remuneração do capital privado (COWAN; ARMSTRONG, 1997).

Na prática, os custos de capital estão embutidos na base de ativos da companhia como um direito a ser remunerado devido aos elevados custos fixos incorridos pela empresa. Para que seja possível observá-los e incorporá-los a tarifa, é preciso definir o que compõe esta base de ativos e avaliar o custo do capital incorrido nestes ativos perante todas as demais opções de investimentos do mercado. Para isso, diversas premissas econômicas devem ser consideradas, tais como o risco associado a cada tipo de investimento disponível (COWAN; ARMSTRONG, 1997). Dada sua complexidade,

estes aspectos serão desenvolvidos de maneira mais detalhada ao longo do terceiro capítulo do presente trabalho.

A remuneração do capital é resultado da aplicação do custo de capital definido pelo regulador como eficiente sobre o valor do investimento da companhia a ser remunerado, chamado de “base de remuneração”. Esta base corresponde ao valor dos ativos considerados prudentes, necessários e incrementais à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica. Esta base está definida nos termos da Resolução da ANEEL No 493, de 3 de setembro de 2002 e a Nota Técnica 178/2003 – SSF/SRE/ANEEL, sendo objeto de debate entre os agentes do setor.

2.1.3.2. O Fator X

A introdução do indexador produtivo, ou fator X, na definição da tarifa criou uma demanda para a realização de ganhos produtivos pela concessionária. Na medida em que a estimativa de ganho produtivo é embutido no cálculo da margem de remuneração do serviço, a concessionária deve atingir ao menos este patamar de ganho produtivo para receber a margem inicialmente estabelecida em sua tarifa. Caso o ganho produtivo esteja abaixo daquele embutido no cálculo da tarifa, o capital privado estará sacrificando sua margem de lucro inicialmente reconhecida no preço e pode comprometer sua operação. Contudo, caso o ganho produtivo for superior aquele embutido na tarifa, o capital irá gozar de uma remuneração acima daquela acordada na tarifa inicial e, em determinados casos, poderá se beneficiar de lucros extraordinários durante a vigência desta tarifa. Assim, a companhia privada será sempre incentivada a melhorar suas práticas produtivas e comerciais a fim de garantir o maior nível de eficiência possível (PICCINNI, 2005).

O principal problema do ganho de produtividade está na análise quantitativa deste ganho de eficiência. Ao relacionar remuneração da concessionária ao seu próprio ritmo de melhora produtiva, este modelo permite, e até incentiva, que o capital privado utilize mecanismos internos de gerência da companhia para reduzir custos e aumentar a eficiência. Entretanto, apesar da complexa estrutura necessária para a prestação do serviço, não é especificado nenhum padrão de custos mínimos para a operação razoável da

concessionária no mercado. Isto é, o presente modelo não apresenta mecanismos que impeçam que a busca por lucratividade do capital diminua os custos produtivos ao ponto em que ocorra o deterioramento da planta mínima de produção e da qualidade do serviço prestado. Tal deterioramento pode resultar no prejuízo do serviço prestado e do atendimento adequado ao consumidor. Nesse sentido, uma das principais críticas a este modelo é a ausência de instrumentos que garantam o ganho produtivo acompanhado da manutenção da qualidade do serviço prestado (PICCINNI, 2005).

O desenvolvimento de fatores que resultem em um ganho produtivo de qualidade requer um detalhamento minucioso da composição e dos pesos de cada componente deste fator. Somente este detalhamento ponderando de cada componente do ganho produtivo protegeria determinados padrões mínimos da atividade frente à redução excessiva de custos. Concluímos que, para a aplicação eficaz, este método ainda dependeria de um cálculo complexo e oneroso feito pelo regulador de diversas variáveis relevantes (GHIRARDI, 2007).

Embora, o foco do preço-teto fosse abdicar de acompanhamentos complexos, as variáveis para estimativa do fator X são tão numerosas e complexas quanto aquelas envolvidas no método de tarifação pela taxa de retorno. De modo que o preço-teto mantém a dependência de informações custosas, como os métodos anteriores (GHIRARDI, 2007).

2.1.4. Instrumentos Complementares

Ao longo do tempo, foram desenvolvidos alguns mecanismos capazes de influenciar a tarifa praticada, porém independentes do método de cálculo deste preço. Estes mecanismos têm como principal intuito a redução das assimetrias e das incertezas geradas por todos os modelos de tarifação discutidos, permitindo a maior flexibilidade de preços dentro deste mercado. Aqui iremos analisar três dos principais instrumentos complementares implementados nesse sentido.

O primeiro mecanismo incorporado foi a definição de um tempo ótimo para o hiato regulatório. O hiato regulatório consiste no período compreendido entre as revisões periódicas de preço, nas quais os métodos tarifários são aplicados. Este período é caracterizado como um dos momentos de maior incerteza, tanto sob perspectiva do

regulador como da concessionária. Este cenário acontece, principalmente, porque é neste momento em que as condições estabelecidas inicialmente podem sofrer mudanças drásticas e que influenciem a manutenção destas condições. Por sua vez, estas mudanças podem se refletir em benefícios ou prejuízos para ambas as partes (PICCINNI, 2005).

A duração do hiato regulatório é entendida como inversamente relacionada à aversão ao risco dos agentes envolvidos. Quanto maior o período entre as revisões, maior a oportunidade para a empresa buscar maiores ganhos produtivos, pois maior a possibilidade da tarifa prever custos mais elevados e a firma ser super-remunerada. Em contrapartida, maior a suscetibilidade a despesas ou ônus não previstos e que podem, em determinado grau, comprometer a produção da concessionária. Assim, a determinação de um período ótimo de espaçamento entre as revisões pode estimular a eficiência, sem comprometer a continuidade do negócio em questão. A ideia é que o processo de regulação não age, instantaneamente, de forma que a fixação da tarifa por determinado período de tempo penaliza a ineficiência e premia a produtividade com lucros extraordinários. (GHIRARDI, 2000)

Outro instrumento desenvolvido no sentido de estimular a prática de um preço eficiente, é o critério de licitação baseado na menor tarifa proposta pelo serviço. Isto é, a empresa vencedora da licitação para a autorização da concessão de prestação do serviço de distribuição de energia elétrica é aquela que ofertar o menor preço em concorrência. Este critério obviamente estimula os ganhos produtivos, já que os baixos preços preestabelecidos em contrato incentivam a redução de custos. Além disso, o regulador poderia se beneficiar das informações dispostas e utilizadas para sustentar a razoabilidade de determinado preço em leilão, o que reduziria o impacto das assimetrias de informação. Entretanto, este mecanismo expõe a um risco já mencionado de redução de custo mediante o comprimento da qualidade (PICCINNI, 2005).

O último dos principais mecanismos desenvolvidos e que será analisado é chamado de *yardstick competition*. O *yardstick competition* é uma forma de regulação através de incentivos que visa a reduzir as assimetrias de informação, estimular a eficiência produtiva e alocação de recursos. Também conhecida como regulação de desempenho, este critério estabelece um padrão de performance que é determinado pelo regulador e é utilizado no acompanhamento dos custos e preços da concessionária. A remuneração da firma é

definida de acordo com a sua performance conforme o padrão e com as demais empresas do setor. Nesse sentido, estipula-se um conceito de *benchmark* a ser atingido, e uma única empresa torna-se sensível aos comportamentos de suas semelhantes (PICCINNI, 2005).

No mercado brasileiro de distribuição de energia elétrica, este critério é aplicado na definição de uma concessionária hipotética, chamada de empresa de referência. Esta empresa é a representação do *benchmark* esperado pelo regulador dada as condições econômicas em que a concessionária se enquadra, ou seja, é um modelo de referência que deve ser atingido na prática. Nessa lógica, as concessionárias são remuneradas de acordo com os padrões estabelecidos desta empresa de referência. Ao estabelecer um parâmetro dado de remuneração, este critério também estimula a produtividade: caso determinada firma reduza os custos além do estabelecido como mínimo, haverá super-remuneração e lucros extraordinários. (PICCINNI, 2005).

2.1.5. Considerações Finais

No setor de distribuição de energia elétrica, elevados custos fixos de difícil recuperação tornaram necessária a construção de sofisticados modelos regulatórios de preço a fim de garantir a viabilidade de tais investimentos. O modelo tradicional de regulação de preço é o da tarifação pela taxa de retorno, mas seu desincentivo à eficiência, levou ao desenvolvimento de critérios complementares ou métodos substitutos. Atualmente, o método mais praticado em substituição ao da taxa de retorno é o preço-teto. Ao especificar um preço máximo a ser praticado, o preço-teto estimula as firmas a minimizarem custos para se apropriarem de lucros excedentes. O grande desafio deste método é garantir a qualidade dos serviços prestados ao consumidor, fazendo com que as reduções de custo beneficiem toda a sociedade.

No Brasil, a metodologia do regulador nacional de energia elétrica se apoia sobre o modelo de tarifação do preço-teto e faz uso de determinados instrumentos complementares a fim de realizar os incentivos adequados ao mercado. O caso brasileiro será desenvolvido mais detalhadamente no próximo capítulo.

CAPITULO 3 – A REGULAÇÃO TARIFÁRIA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Este capítulo dedica-se à discussão da metodologia de cálculo para definição da tarifa praticada no mercado de distribuição de energia elétrica brasileiro a fim de expor sua natureza, seu enfoque e suas consequências. De uma forma geral, analisaremos os principais aspectos do modelo brasileiro de regulação de preços neste mercado e avaliaremos a adequação das práticas adotadas aos objetivos básicos que as mesmas se propõem a cumprir.

3.1. O Princípio Geral

Esta seção dedica-se à análise dos principais pressupostos das práticas reguladoras da tarifa de energia elétrica no Brasil, essencialmente: a formula-base utilizada para determinação do preço; seus principais componentes; e as interpretações de cada um destes elementos na fórmula base.

3.1.1. Contexto Operacional

Como discutido nos capítulos anteriores do presente trabalho, o setor de energia elétrica possui uma estrutura de mercado de monopólio natural, cuja principal implicação econômica é que a prestação do serviço por uma única empresa reduz os custos de produção. A fim de evitar a prática abusiva do poder de mercado, a regulação é uma intervenção pública justificada como forma de correção de uma falha de mercado. Posto isto, o principal objetivo da regulação tarifária no setor de distribuição de energia elétrica no Brasil é a simulação de um ambiente competitivo visando a obter condições de eficiência econômica (PEANO, 2005).

No Brasil, as revisões tarifárias do setor de distribuição de energia elétrica aplicam o método do preço-teto em conjunto com alguns mecanismos complementares, tais como o “*benchmark regulatório*” e os hiatos periódicos entre as revisões contextualizados nos

capítulos anteriores. A ideia é desenvolver um ambiente que estimule as empresas a aumentar sua produtividade e a compartilhar estes ganhos com os consumidores através da redução da parcela da tarifa que remunera os custos e os investimentos de reposição das distribuidoras (ROCHA, CAMACHO E FIUZA, 2006).

No Brasil, o órgão regulador do mercado de distribuição de energia elétrica é a Agência Nacional de Energia Elétrica, doravante denominada somente de ANEEL. O projeto de criação da ANEEL foi enviado pelo Executivo Federal ao Congresso Nacional no final de 1995, em um momento subsequente às primeiras privatizações do setor. A ANEEL foi criada pela Lei No 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e regulamentada pelo Decreto No 2.335, de 6 de outubro de 1997, que aprovou sua estrutura regimental. A ANEEL foi estruturada como uma autarquia sob regime especial e vinculada ao Ministério das Minas e Energia (MME) e tem como objetivo regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica de acordo com as políticas e diretrizes do governo federal. A agência detém autonomia gerencial e financeira, com competência para definir normas técnicas e tomar decisões. Considerando a pertinência do assunto dentro do objetivo do presente trabalho, analisaremos as competências da ANEEL somente no que tange os critérios regulatórios envolvidos na definição do preço praticado (PRADO, 2006).

O modelo que desenvolve um ambiente capaz de dividir ganhos produtivos é denominado de Regulação por Incentivos. Sob sua lógica, o principal instrumento para a eficiência da produção e alocação de recursos é a própria atualização da tarifa, que seria corrigida para incorporar ao preço, e assim compartilhar com a sociedade, os ganhos obtidos. Teoricamente apoiada no *price-cap*, a principal premissa deste modelo é a de que as tarifas estabelecidas pelo regulador devem ser revistas menos frequentemente do que nos modelos tradicionais.

Os maiores intervalos são entendidos como uma oportunidade de lucros, que estimula a concessionária a buscar benefícios através da implementação de medidas com ênfase econômica e eficiente. Isso permite que a concessionária tenha mais tempo para atingir e desfrutar dos benefícios adquiridos por possíveis ganhos produtivos à maior. Como contrapartida, os benefícios adquiridos ao longo deste hiato serão compartilhados com os consumidores, e a sociedade como um todo, no momento da próxima revisão

tarifária. De acordo com a metodologia vigente da ANEEL, é reservado à própria entidade reguladora de energia elétrica, o direito de definir o grau e a forma em que tal compartilhamento se manifestará através do preço praticado. (ROCHA, CAMACHO E FIUZA, 2006).

Outro aspecto de extrema relevância diz respeito à coerência e à transparência do regime implantado pelo regulador na percepção das concessionárias, dos consumidores e da sociedade. A impressão de uma regulação arbitrária e inconsistente impede a operação eficiente do modelo, haja vista que os incentivos estabelecidos podem não ser reconhecidos, remunerados ou compartilhados em nenhum momento posterior. A metodologia praticada deve ser consolidada e coesa em sua base conceitual para a revisão de preços, já que os interesses controversos dos grupos envolvidos podem influenciar uma decisão do regulador, que deveria ser independente e imparcial somente no que trata da eficiência de mercado. Esta análise está evidenciada em um trecho da Nota Técnica da ANEEL No 025/2000-SRE/ANEEL de 08/09/2010, conforme abaixo:

“A efetividade de qualquer sistema de regulação depende crucialmente da estabilidade esperada do arcabouço regulatório. As prioridades de incentivo de qualquer mecanismo de regulação dependem de como a concessionária espera ser tratada no futuro. A incerteza acerca do comportamento do regulador é possivelmente tão importante quanto a metodologia selecionada para a regulação, no sentido de corretamente orientar o comportamento das concessionárias.”

Sob estes princípios, a ANEEL ajusta os incentivos concedidos às concessionárias com objetivo de atualizar o preço definido à conjuntura econômica real daquele momento. No Brasil, os contratos de concessão de prestação do serviço de distribuição de energia elétrica preveem as seguintes atualizações tarifárias: o reajuste tarifário anual; a revisão tarifária extraordinária; e as revisões tarifárias periódicas (PEANO, 2005).

O reajuste tarifário anual corresponde a uma atualização da tarifa pela inflação dos últimos doze meses, descontada de um índice já previsto referente à produtividade,

conforme base teórica do *price-cap*. Isto é, trata-se da manutenção do mesmo patamar do lucro real previsto inicialmente.

A revisão tarifária extraordinária é uma opção que pode ser requerida pela empresa concessionária e concede ao poder regulador a capacidade de intervir e redefinir tarifas a qualquer momento dentro do período de concessão estabelecido em contrato, conforme Nota Técnica da ANEEL No 299/2010 SRE/ANEEL. Este mecanismo é um trunfo do regulador para corrigir distorções pontuais serias, causadas por alterações significativas no mercado como um todo e que, portanto, torne a continuidade da prestação do serviço um risco para os consumidores, e/ou a empresa concessionária (PEANO, 2005).

As revisões tarifárias periódicas ocorrem em intervalos de quatro em quatro anos e restabelecem todas as expectativas em torno do preço estipulado. Neste tipo de revisão, o valor teto da tarifa, o nível dos custos envolvidos na prestação dos serviços, os incrementos aos ativos físicos da concessionária e os futuros ganhos produtivos são revisados detalhadamente. É nesse momento em que os ganhos produtivos significantes são repartidos com os consumidores e em que eventuais desvios quanto à remuneração correta do capital privado são corrigidos. A partir de uma primeira análise ao conceito desta revisão prevista em contrato, podemos identificar a base econômica teórica do modelo de regulação do *price-cap* combinado ao instrumento complementar do maior hiato regulatório (PEANO, 2005).

A Revisão Tarifária Periódica é um período crucial na determinação da continuidade da concessionária e na segurança da sustentabilidade do setor e, por isso, é o enfoque do presente trabalho.

3.1.2. A Fórmula-Base da Revisão Tarifária Periódica

Ao redefinir as variáveis envolvidas no cálculo do preço justo da energia, a revisão tarifária altera toda a conjuntura econômica em que a prestação de determinado serviço de distribuição de energia elétrica em que determinada concessionária está inserida. Como sugerido pela própria nomenclatura do processo, a Revisão Tarifária Periódica se propõe a exercer um papel mais amplo que a atualização monetária da tarifa, que ocorre no reajuste anual da tarifa. Este processo tem como objetivo uma reavaliação dos requisitos

necessários à prestação eficiente do serviço, requisitos estes que podem ser reavaliados de forma igual, positiva ou negativa. Nesse sentido, a tarifa revisada é o produto da estimativa das novas condições econômicas, que a ANEEL entende como ideais para que a concessionária opere de forma ótima (FIANI, 2006).

Assim, a formula-base da revisão de tarifas de eletricidade trata de uma equação de variáveis que expressam comportamentos econômicos entendidos pelo regulador como desejáveis para o funcionamento ótimo do mercado. Temos o seguinte resultado (FIANI, 2006, p.6):

$$K_o + \Delta K = \sum_{t=1}^n \frac{RO_t - CO_t}{(1 + CMPC)^t} \quad (3.1)$$

Onde,

RO_t - Receita Esperada da Empresa Regulada no ano t;

CO_t - Custos Operacionais, considerados pelo regulados como eficientes, da empresa regulada no ano t ;

K_o -Base de Capital da empresa no momento da revisão;

ΔK - Expansão Líquida Projetada da empresa até a proxima revisão;

CMPC - Custo Médio Ponderado do Capital.

Conforme fórmula (9) acima do presente trabalho, iniciaremos nossa análise pelo estudo do numerador: partindo do principio de que o numerador deve ser positivo, concluímos que uma das premissas básicas da formula-base é que $RO_t > CO_t$. Isso significa dizer que a receita gerada no futuro pela tarifa revisada deve ser suficiente para cobrir os custos operacionais considerados eficientes para a prestação de serviço. Haja vista que uma das maiores preocupações desta metodologia é garantir a viabilidade da operação das empresas concessionárias no setor, este é um ponto importante, pois redefine a saúde econômico-financeira das empresas quanto a sua atividade fim (FIANI, 2006).

A segunda conclusão algébrica decorrente da fórmula base é a relação entre o denominador e o lado direito da equação. Se multiplicarmos um pelo outro, podemos obter que: 1- O investimento realizado até a revisão e o investimento projetado pelo hiato

regulatório até a próxima revisão compõem a base da capital da empresa que deve ser remunerada pela tarifa a fim de garantir atratividade para o setor; 2- O Custo Médio Ponderado do Capital representa a taxa de remuneração desta base de capital, visto que o algarismo 1, que é somado, somente recompõe o valor investido anteriormente (FIANI, 2006).

Vale mencionar que, conforme metodologia da ANEEL, a receita requerida da concessionária compreende duas frações, a parcela A e a parcela B. A parcela A corresponde aos custos não-gerenciáveis e essenciais à produção, como a compra de energia, encargos tarifários e custos de transmissão. Esta fração é integralmente repassada à tarifa como componente da receita requerida. A parcela B corresponde aos custos gerenciáveis à produção, como custos operacionais de material ou pessoal, depreciação e remuneração do capital (ROCHA, CAMACHO E FIUZA, 2006).

3.1.3. Panorama sobre A Base de Capital, A Receita e Os Custos

Ao considerar a base de capital (K_o) como componente da remuneração justa a concessionária, o órgão regulador oferece incentivos para que sejam atualizados todos os investimentos realizados pelas empresas ainda não depreciados desde o início de sua operação. Em seu cálculo é considerada a reintegração do capital, em função da depreciação de ativos existentes. Uma base de capital superdimensionada implica que os consumidores pagarão por custos de capital excedentes e que resultarão em tarifas excessivamente altas. Por outro lado, uma base subdimensionada implica que os investimentos feitos pela companhia não serão adequadamente remunerados o que pode comprometer a continuidade da concessionária (ROCHA, BRAGANÇA E CAMACHO, 2007).

Entretanto, em um modelo de regulação por incentivos, como o caso brasileiro, o regulador não repassa o custo de capital das empresas diretamente para tarifa. O regulador avalia a pertinência e a razoabilidade de todos os investimentos realizados a fim de selecionar aqueles entendidos como necessários e adequados ao bom funcionamento do mercado. Baseado na boa gestão dos recursos disponíveis, o mesmo estabelece uma nova

base de capital que estimule a eficiência e permita que as concessionárias realizem investimentos considerados prudentes e que possam recuperar o capital investido.

O conceito de prudência é um termo regulatório e é essencial na definição do volume de investimentos remunerados: somente são considerados na base de capital aqueles ativos que são tidos como úteis ao serviço prestado e que são efetivamente usados. Já a expansão líquida da empresa (ΔK) trata da remuneração aos investimentos que a concessionária prevê realizar durante o intervalo regulatório, e que também se enquadram no conceito de prudência, entre esta e a próxima revisão, de modo a expandir a base de capital da concessionária. Estes investimentos também estão sujeitos ao critério de prudência estabelecido pelo regulador que, nestes casos, envolve a ideia de previsão de demanda para justificar a utilidade e necessidade de expansão ou melhoria da infraestrutura existente (ROCHA, BRAGANÇA E CAMACHO, 2007).

No que tange à receita da concessionária, o regulador entende que a tarifa estabelecida deve ser calculada com base nas expectativas futuras de crescimento do mercado, em relação à venda física de energia. A ideia é estabelecer um preço tal que multiplicado pela expectativa da quantidade de energia a ser ofertada no mercado seja capaz de prover um retorno operacional ao concessionário, que permita a prestação eficiente do serviço e a remuneração adequada aos acionistas. O preço deve ser tal que equilibre a demanda e a oferta, mas considera a remuneração adequada aos custos do serviço (ROCHA, BRAGANÇA E CAMACHO, 2007).

Como resultado da combinação de preço e quantidade estabelecidos pela ANEEL na revisão tarifária periódica, a concessionária projeta a sua receita requerida ao longo do hiato regulatório, de modo a atribuir uma restrição orçamentária a todas as decisões gerenciais da companhia. Assim, a mesma desenvolve a expectativa de seu plano de negócios da forma mais realista possível tendo como base a sua receita e ao seu crescimento esperado no mercado. Sendo fundamentada com base do preço fixado pelo regulador e pela previsão de oferta e demanda, a receita requerida deve ser consistente com a previsão de expansão da base de imobilizado da companhia, haja vista que este capital investido deverá se recompor em receita ao longo dos anos através da taxa de remuneração estabelecida pelo método CMPC. Assim sendo, tanto a receita projetada

como a estimativa para expansão do capital devem estar atreladas a uma mesma previsão de demanda física de consumo (ROCHA, CAMACHO E FIUZA, 2006).

Em um desdobramento da receita projetada, os custos esperados também são determinados pela concessionária. Sob o ponto de vista da ANEEL, os custos reconhecidos como componentes da tarifa são aqueles custos entendidos como essenciais para a operação eficiente da concessionária. Para fundamentar este conceito claramente para as concessionárias, os consumidores e os demais agentes do mercado, o regulador desenvolveu um conceito de *benchmark* de eficiência operacional para a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, doravante chamada de Empresa de Referência. Tais conceitos são analisados e definidos detalhadamente pelo órgão regulador através das Notas Técnicas da ANEEL No 101/2001 SRE/ANEEL e No 294/2008 SRE/ANEEL. Este instrumento de regulação será discutido mais a fundo na próxima seção do presente trabalho (PEANO, 2005).

3.1.4. A Construção da Empresa de Referência

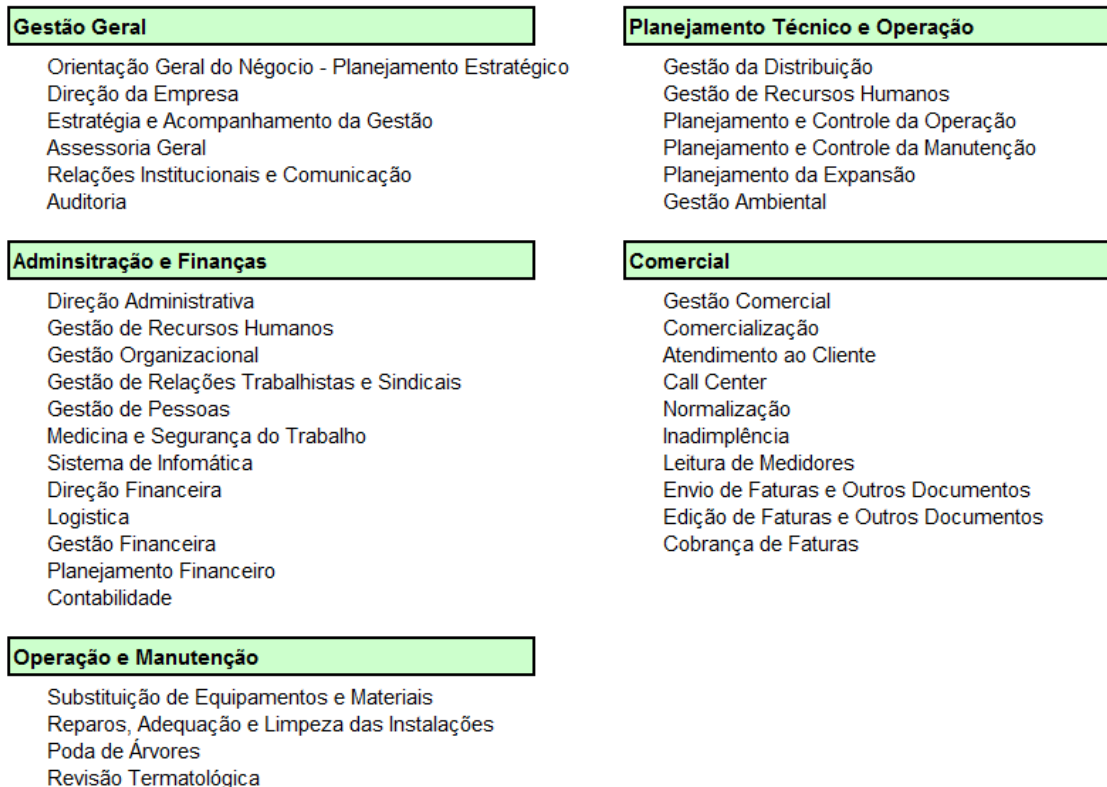
A “Empresa de Referência” é uma ferramenta aplicada pela ANEEL no estímulo ao ganho de produtividade por parte das concessionárias, uma vez que é definida como uma empresa distribuidora de energia elétrica imaginária e eficientemente ótima. A mesma foi estabelecida como ferramenta regulatória da ANEEL através da Nota Técnica No 294/2008 SRE/ANEEL. Nesta, o regulador determina com base em cálculos teóricos uma empresa virtual de distribuição de energia elétrica e que, de acordo com esta teoria, presta o serviço a seus consumidores da forma mais eficiente possível considerando as mesmas condições de mercado e ambiente econômico em que a concessionária real desenvolve suas atividades (DANNI E MOITA, 2007).

A partir desta empresa simulada virtualmente, o regulador estima e avalia todos os custos e retornos envolvidos na operação da concessionária real, de maneira que a conseguir priorizar e criticar o comportamento econômico da empresa. Como resultado desta análise, o regulador reconhece despesas, receitas, investimentos, obrigações e direitos que avalia como adequados para a operação ótima da concessionária no ambiente de mercado em que a mesma de encontra. Estes fatores serão reconhecidos e praticamente

determinaram a tarifa estabelecida pelo regulador e a ser praticada pela concessionária. A concessionária fictícia representa literalmente uma referência para a empresa real, pois se a mesma operar de acordo com o que foi calculado teoricamente na “empresa de referência” garantirá a rentabilidade estabelecida como razoável pela ANEEL. O maior estímulo à eficiência é que se a concessionária operar mais eficientemente do que o estabelecido para a empresa virtual, ele irá se apropriar de lucros e benefícios extraordinários acima aqueles previstos, apresentando maior lucratividade em relação ao mercado e para seus acionistas (DANNI E MOITA, 2007).

Assim, mesmo se tratando de um monopólio natural, a utilização de uma “empresa de referência”, estimula uma operação eficiente e simula a concorrência mediante a construção de uma empresa imaginária, que teoricamente compete com a empresa real devidos aos estímulos que a concessionária tem para superar esta referência.

Contudo, para que a construção da “Empresa de Referência” seja possível, é preciso que a ANEEL realize a identificação e análise detalhada de todos os processos e atividades necessários à prestação do serviço distribuição de energia elétrica. Estes processos e atividades estendem-se por todas as esferas administrativas, comerciais e técnicas envolvidas na rotina diária de uma empresa cuja infra-estrutura suporte a prestação de serviço desta natureza. Na figura 3.1 a seguir, demonstramos um escopo resumido dos principais processos e atividades que são mapeados e avaliados ao longo da construção da “empresa de referência”. Este escopo está resumido na Nota Técnica da ANEEL 294/2008 SRE/ANEEL (DANNI E MOITA, 2007):



Uma vez identificados e analisados todos os processos mencionados na figura 3.1, o regulador irá estimar os recursos humanos (trabalho) e físicos (capital) necessários para a execução de cada uma destas atividades. A partir destas quantidades de trabalho e capital, a ANEEL simulará as melhores práticas de contratação e aquisição disponíveis no mercado e obterá uma estimativa teórica dos custos e retornos associados à realização destas atividades. Os preços de mercado envolvidos nos insumos de cada atividade executada pela concessionária são estimados para a região de atuação em que se encontram e são usados como base de cálculo da ANEEL para a “empresa de referência”. Desta forma, o enfoque da “empresa de referência” pretende simular todas as condições reais que um segundo operador de distribuição de energia elétrica encontraria se entrasse no mesmo mercado. Por isso, a “empresa de referência” é única para cada área de concessão e mutável de acordo com as alterações do cenário econômico envolvido (DANNI E MOITA, 2007).

O problema é que muitas das vezes, as condições econômicas ideais estipuladas pela ANEEL na “empresa de referência” não são possíveis de serem realizadas na prática. Sabendo que o regulador opta pela opção mais eficiente das que ele entende como disponíveis, o mesmo pode desconsiderar determinadas restrições existentes à realização prática daquela opção. Por exemplo, em determinadas regiões do Brasil, o mercado de fornecimento de insumos, processos ou atividades pode não ter sido desenvolvido, ou podem existir restrições à terceirização e “*outsourcing*”. De maneira mais abrangente, a realidade e imperfeição do mercado de distribuição de energia elétrica de outros setores envolvidos em sua cadeia produtiva podem tornar a realização das melhores práticas consideradas pela ANEEL na “empresa de referência” de difícil ou impossível reprodução (DANNI E MOITA, 2007).

Ao tomar esta empresa virtual como uma literal referência com que a concessionária deve concorrer, as empresas podem se deparar, na realidade, com todas as arbitrariedades que podem surgir para de remontar uma empresa teórica na realidade. Além disso, para proteger sua estratégia de mercado, a companhia pode discriminar informações fornecidas ao regulador para remontar a “empresa de referência” o que favorecia os efeitos e a ocorrência de arbitrariedades (ABREU, CARVALHO, ARANGO E BONATTO, 2009).

A metodologia de tarifação por incentivo apoiada pela “empresa de referência” permite incorporar ao preço praticado características particulares de cada área de concessão. Entretanto, acaba sendo demasiado detalhado e complexo em relação à informação necessária para incorporar tais características, o que dificulta a sua interpretação por consumidores e sua execução pela concessionária (DANNI E MOITA, 2007).

3.1.5. Estrutura de Capital Ótima

No Brasil, a regulação por incentivos prevê a avaliação da pertinência e razoabilidade da gestão dos recursos das concessionárias de distribuição de energia elétrica a fim de estabelecer uma estrutura de capital que estimule e permita a produção eficiente.

Os recursos financeiros sejam eles provenientes de capital próprio ou do capital de terceiros, necessários para que a concessionária concretize seus projetos de investimento são, por natureza, escassos. Por isso, diferentes alternativas de investimento competem por estes recursos, fazendo com que a companhia opte por um projeto em detrimento de outro. Isso gera o custo de oportunidade de capital e é o ponto-chave para a correta aplicação da regulação eficiente por incentivos (KAYO, 2002).

Cada categoria de investidor confronta-se com diferentes tipos de risco, fazendo com que cada um deles exija diferentes taxas de retorno para disponibilizar recursos e aceitar os riscos incorridos (COPELAND E WESTON, 1992). Essa é a premissa principal para que a otimização do custo de capital seja possível.

O custo de capital é um elemento importante para a regulação de incentivos, pois avalia a qualidade e a pertinência da aplicação dos recursos por parte da concessionária. O custo de capital é formado, basicamente, por dois componentes principais, o custo do capital próprio e o custo do capital de terceiros, cuja ponderação resulta no CMPC ou Custo Médio Ponderado de Capital (FIANI, 2006).

O custo do capital de terceiros é mensurado com relativa facilidade uma vez que os custos destes recursos normalmente são explicitados em contrato e específicos para cada empresa. O custo do capital próprio, entretanto, é de mensuração mais complexa e exige uma análise baseada nas informações do mercado, já que através deste o desempenho de uma empresa pode ser comparado com o desempenho de todos os tipos de investimento disponíveis naquele momento (KAYO, 2002).

O CMPC é um modelo explícito e que contempla o efeito de variáveis externas que possam afetar o valor das ações de determinada companhia, como a taxa de risco, câmbio entre outras (KAYO, 2002).

3.1.5.1. O CAPM

A origem do CAPM (como sugerem Bradley e Myers, 1991; Copeland e Weston, 1992) normalmente é atribuída à vários pesquisadores que, quase simultaneamente, desenvolvem as bases para este modelo (KAYO, 2002).

Em todos, é feita a ênfase (SHARPE, ALEXANDER E BAILEY, 1995) de que o CAPM é um modelo e, como tal, exige uma abstração da complexa realidade e focalização sobre os elementos mais importantes. Nessa tarefa de simplificar a realidade, é preciso que se construam algumas premissas a respeito do ambiente (SHARPE, ALEXANDER E BAILEY, 1995), que permeiam o modelo conforme abaixo:

- A avaliação dos investidores é feita com base nos retornos esperados e nos desvios-padrão das carteiras de investimento dentro do horizonte de um período;
- Os investidores buscam sempre a maior remuneração possível e escolhem sempre a carteira de investimento que proporcionem o maior retorno;
- Os investidores são avessos ao risco e escolhem sempre a carteira de investimentos que apresente o menor desvio-padrão;
- Os ativos são considerados infinitamente divisíveis, ou seja, o investidor pode comprar frações do investimento que desejar;
- Existe uma taxa livre de risco pela qual o investidor pode emprestar (isto é, investir) ou tomar dinheiro emprestado (isto é, receber investimento);
- Custos com impostos e transações são irrelevantes;
- Todos os investidores possuem o mesmo horizonte de tempo;
- A taxa livre de risco é a mesma para todos os investidores;
- Informações são gratuitas e instantaneamente disponíveis a todos os investidores;
- Os investidores possuem expectativas homogêneas, ou seja, sob as mesmas percepções relativas aos retornos esperados, desvio-padrão e covariância dos títulos.

Posto isto, a análise conjunta do comportamento de todos os investidores (SHARPE, ALEXANDER E BAILEY, 1995), uma vez obedecidas as premissas do modelo de equilíbrio, permite entender o relacionamento entre o risco e o retorno de cada ativo de uma empresa. De acordo com o CAPM, o custo do capital próprio de uma empresa é formado pela soma da taxa livre de risco e pelo prêmio pelo risco de se aplicar em determinado investimento. O prêmio do risco, por sua vez, é formado pela diferença entre o retorno do índice de mercado e da taxa livre de risco, cujo resultado é multiplicado

por um fator de risco, medido pelo *beta* (β). Estas relações são expressas pela formula abaixo (KAYO, 2002, p. 38, 39):

$$E(R_i) = R_f + [E(R_m) - R_f] \times \beta_i \quad (3.2)$$

Onde:

$E(R_i)$ = Retorno Esperado do Ativo i ;

R_f = Taxa Livre de Risco;

$E(R_m)$ = Retorno Esperado da Carteira de Mercado;

β_i = Parâmetro calculado em função do Risco Esperado do Ativo i ;

O *beta* é uma medida de risco da empresa pressupondo que o mercado funcione em equilíbrio, isto é, assumindo que os preços e dos ativos são ajustados até que as demandas igualem-se às suas ofertas.

Este método é largamente empregado nos processos de revisão tarifária de empresas sobre regulação econômica no Brasil, pois tem como finalidade a determinação da taxa justa de retorno dos ativos para a empresa e para a sociedade. Além disso, a aplicação do custo médio de capital (CAPM) pressupõe a determinação de uma taxa eficiente de capital (KAYO, 2002).

Ao calcular uma taxa justa de retorno, a ANEEL adota a idéia de que a remuneração do capital da concessionária deve refletir o custo de oportunidade do capital investido, garantindo uma rentabilidade atrativa mínima. De fato, como indicam as notas técnicas No 183/2006 SFF/ SRE/ ANEEL e No 262/2010 SRE/ ANEEL, estima-se que o custo médio ponderado de capital (CAPM) para cálculo desta taxa de retorno. Para isso, devem ser realizados dois procedimentos: (i) Estimar o custo de cada tipo de Capital Utilizado; (ii) Determinar o peso apropriado de cada tipo de capital.

Valendo-se desta estrutura, o CAPM é um método que estabelece o retorno exigido pelos acionistas que optam pelo investimento na concessionária e por meio da relação risco *versus* retorno, permite a garantia de um patamar mínimo de rentabilidade sem altos riscos associados (KAYO, 2002).

Entretanto, vale ressaltar que as premissas do modelo distorcem de maneira significativa os resultados obtidos na prática. De acordo com as mesmas, os agentes utilizam toda a informação relevante na tomada de suas decisões e não há manipulação de informação ou preço.

Assim sendo, o CMPC representa o custo total de todos os recursos aplicados por um investidor em uma empresa. Sua aplicação mais comum é na avaliação de empresas como um todo e na seleção de projetos de investimento (PRATT, 1998).

De uma maneira geral, os investimentos podem ser definidos como aplicações de recursos que visam produzir um retorno capaz de compensar o custo envolvido na privação do uso daquele capital durante um determinado período de tempo. No caso de um mercado regulado, os investimentos permanentes devem ser realizados somente em ativos que visam a produzir resultados ao longo do tempo e têm como objetivo a manutenção das atividades operacionais da empresa. No caso de uma concessionária de energia elétrica, os investimentos ideais são aqueles que passam a compor as instalações físicas da concessão, agregando qualidade ao serviço prestado e tornando-se elemento reconhecido e remunerado pelo regulador na tarifa (BARBORA, PINTO e OLIVEIRA, 2006).

Sob o ponto de vista do regulador, os investimentos da concessionária devem ser feitos de modo a prover o atendimento da atual demanda e também implementar novas instalações, bem como ampliar e modificar as já existentes. Assim, os investimentos da concessionária devem garantir o atendimento da futura demanda do mercado de energia enquanto as novas instalações ampliarão e incorporar-se-ão à respectiva concessão. Tais investimentos são aqueles considerados pelo regulador como “prudentes” (LIMA, NORONHA, FERREIRA E SANTOS, 2004).

Os investimentos que atendem às exigências acima são integralmente repassados à tarifa definida. Isto é, e todo o investimento direcionado para a expansão e melhoria se transforma em ativos das empresas e são incorporados à base de remuneração da tarifa. Trata-se de um incentivo uma vez que se as concessionárias não investissem em novos ativos e os atuais se depreciam ao longo do tempo. Sua base de remuneração seria reduzida e conseqüentemente também sua tarifa. Estes mecanismos estimulam as companhias reguladas a se modernizarem e a investirem na prestação dos serviços a fim

de garantir o atendimento à demanda do mercado e melhoria dos serviços prestados (LIMA, NORONHA, FERREIRA E SANTOS, 2004).

3.1.5.2. O CAPM LOCAL

Conforme o CAPM, a remuneração exigida por um investidor em um mercado competitivo varia em proporção direta com a medida do risco do investimento. Tal risco é inerente e sistemático de acordo com cada opção de investimento. Por risco sistemático, entende-se o risco residual não eliminado através de uma estratégia de diversificação. Nesse sentido, a primeira decisão para a estimativa da taxa de remuneração do capital próprio em países emergente é a opção pela abordagem com base no mercado global ou no mercado local (CAMACHO, 2006).

A abordagem local do CAPM pressupõe que a empresa analisada como um investimento é relativamente isolada e que suas transações são vinculadas ao mercado financeiro local em que ela atua. Assim, tal empresa estaria exposta às variáveis financeiras do país em que atua e aos riscos atrelados a tais variáveis. No caso brasileiro, trata-se, por exemplo, das taxas SELIC, DI ou Índice BOVESPA. Contudo, ao utilizar o CAPM para estimar o custo de capital próprio de empresas pertencentes no Brasil em outros mercados emergentes, as informações disponibilizadas podem ser enviesadas. Tal viés deve-se a séries históricas de índices com curto período e voláteis, dada existência de diversas quebras estruturais ao longo do tempo, como a abertura econômica, metas de controle inflacionário e alterações no regime cambial (CAMACHO, 2006).

Devido a tais fatores estruturais, a metodologia da ANEEL determina o uso do CAPM global utilizando como base o mercado norte-americano e o respectivo índice S&P 500, representados pelas ações das 500 empresas negociadas na bolsa de Nova York. Contudo, tal abordagem não incluirá riscos sistemáticos e outros relativos ao mercado brasileiro e precisa ser ajustado para o cenário econômico local (CAMACHO, 2006). Em seguida, descreveremos os principais ajustes necessários ao CAPM devido às características do mercado brasileiro.

3.1.5.3 AJUSTE PARA O RISCO PAIS

Um primeiro aspecto a ser considerado é a existência de um prêmio de risco adicional requerido pelos investidores em países emergentes em detrimento de opções semelhantes em mercados maduros. Caso este risco não possa ser mitigado, ou devido ao fato do investidor não se encontrar globalmente diversificado ou devido aos mercados estarem cada vez mais correlacionados, o risco-país deve ser adicionado diretamente ao custo de capital da empresa investida como forma de remuneração (CAMACHO, 2006).

3.1.5.4 AJUSTE PARA O RISCO REGULATÓRIO

O modelo CAPM assume que o risco regulatório é um risco assumido pelo investidor em razão da autonomia que o órgão regulador tem sob as condições econômicas de uma empresa regulada. Contudo, uma vez que é consensual que os benefícios da regulação de um monopólio natural são superiores ao risco potencial de remuneração para a empresa regulada, o mesmo passa a compor mais um fator exógeno ao qual o investidor está exposto (CAMACHO, 2006).

Em uma escala de risco regulatório, as metodologias encontram-se entre dois extremos de riscos regulatórios sendo a tarifação pela taxa de retorno a de menor risco e o preço-teto o de maior risco. Na taxa de retorno, o incentivo para que a firma seja eficiente é praticamente nulo, enquanto no preço-teto a companhia deverá arcar com remunerações menores caso não atinja os ganhos mínimos de eficiência esperados. Por este motivo, as firmas que estão sobre uma regulação tarifária de preço-teto, atuam em um ambiente de maior risco do que aquelas da taxa de retorno de modo que também requerem uma remuneração maior e que compense o risco regulatório adicional (CAMACHO, 2006).

3.1.5.5 AJUSTE PARA O RISCO CAMBIAL

A ideia a cerca do risco cambial é oferecer um prêmio ao investidor sobre o capital investido, de maneira que o retorno esperado em ativos de um país seja igual ao retorno esperado de investimento em outro país, quando convertidos para uma mesma moeda. Ou, dito de outra forma, o retorno esperado de um investimento em um país estrangeiro, quando convertido para a moeda doméstica, deveria ser igual a um investimento na moeda doméstica (EYLL,2008).

CAPITULO 4 – CONCLUSÕES

O objetivo deste trabalho foi analisar a metodologia de Revisão Tarifária da ANEEL, a partir da investigação das hipóteses que os incentivos fornecidos são capazes de promover a eficiência produtiva e a alocação ótima de recursos através do preço.

Segundo a abordagem econômica apresentada no início deste trabalho, a regulação de preços em monopólios naturais pode ser vista como um instrumento eficaz a fim de promover o equilíbrio eficiente entre oferta e demanda em mercados com elevados custos fixos, característicos nestes tipos de atividade. Contudo, para que isso ocorra, a escolha da política regulatória deve se nortear não só pela busca da eficiência, mas também pela adoção de instrumentos que diminuam a incerteza e assim adicionem credibilidade a metodologia de cálculo e reforcem os compromissos assumidos.

A metodologia de revisão tarifária do segmento de distribuição de energia elétrica no Brasil completa o detalhamento do desenho regulatório do setor e constitui-se na importante regra de manutenção da remuneração razoável à iniciativa privada mediante ganhos mínimos de produtividade.

Do ponto de vista da adequação dos mecanismos que compõem a metodologia de revisão tarifária para definição do preço de mercado, conclui-se que há preocupação da ANEEL em adequar as regras de remuneração ao capital e ganhos produtivos à realidade das concessionárias. Contudo, tal adequação exige o desenvolvimento de uma metodologia de cálculo complexa e detalhista que impede a definição de regras claras e padronizadas para todas as concessionárias. A falta de regras claras gera um elevado grau de incerteza no ambiente econômico regulado e o torna suscetível a problemas para garantir os compromissos assumidos no contrato de concessão. A busca pela aderência da metodologia de cálculo à realidade das concessionárias se deu em detrimento da simplicidade de tais regras, o que seria desejável haja vista o atual estágio de maturidade do sistema regulatório brasileiro, bem como a capacitação técnica e orçamentária disponível para tal atividade.

O mecanismo de *benchmark* chamado de “empresa de referência” não representa um bom equilíbrio entre a necessidade de regras específicas e aderentes por um lado, e simplicidade de implementação por outro. O mecanismo requer informações muito

complexas e detalhadas. Este mecanismo obriga o regulador a estimar os custos eficientes “exatos” de cada empresa regulada a partir de uma montagem minuciosa e que envolvem a determinação de custos unitários e quantidades ótimas de todos os insumos utilizados por uma concessionária de distribuição de energia elétrica.

O mesmo critério aplica-se para a determinação da pertinência dos investimentos da concessionária e que sejam devidamente remunerados ou não. Em complemento, a história recente do setor revela uma instabilidade no que diz respeito ao cálculo da base de remuneração regulatória tendo o regulador incorrido em métodos distintos e aplicando-os de forma provisória e pouco clara.

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

ACENDE BRASIL **Cadernos de Política Tarifária.** Disponível em: <<<http://www.acendebrasil.com.br>>.

ANDRÉ, P. T. A.; Pelin, E.R.; Anuatti Neto, F. **Parecer Conclusivo sobre a Nota Técnica: conceitos econômicos para reajuste e revisão tarifária.** Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas (FIPE/ USP), São Paulo, 2000.

ANEEL **Notas Técnicas.** Disponível em: <<<http://www.aneel.gov.br>>.

ANUATTI NETO, F.; Pelin, E.P.; Peano, C. R. **O Papel do Fator X na Regulação por Incentivos e a Conciliação com a Manutenção do Equilíbrio Econômico-Financeiro.** Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas (FIPE/ USP), São Paulo, 2004.

CAMACHO, F.; **Aprimoramentos Metodológicos para o Custo de Capital das Concessionárias de Transmissão de Energia Elétrica.** Contribuição para a Audiência Publica AP 001/2006, Rio de Janeiro, 2006.

COUTINHO, L.; CAMARGO, F.; MACEDO, B.G.; VIEGAS, C.A.S.; GUERRERO, D.A.; **Considerações sobre a Metodologia de Cálculo do Fator X Presente na Nota Técnica SRE/ANEEL No 214/2003.** LCA Consultores, São Paulo, 2004.

FERGUSON, C.E. **Microeconomia.** Tradução da 3 Edição Americana Editora Forense Universitária, Rio de Janeiro, 1980.

GHIRARDI, A.G. **Estratégias de Regulação e Qualidade dos Serviços Públicos.** Faculdade de Ciências Econômicas (UFBA), Salvador, 2000.

KAYO, E.K. **A Estrutura de Capital e o Risco das Empresas Tangível e Intangível-Intensivas: uma contribuição ao estudo de valoração das empresas.** Faculdade de Economia e Administração (FEA/ USP), São Paulo, 2002.

KRUGMAN, P.R.; OBSTFELD, M.; **Economia Internacional: teoria e política.** Tradução da 6 Edição Americana Editora Person, São Paulo, 2005.

KUPFER, D.; Hasenclever, L.; **Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil.** Instituto de Economia (IE/UFRJ), Rio de Janeiro, 12 Reimpressão, 2002

PEANO, C.R. **Regulação Tarifária do Setor de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil: uma análise da metodologia de revisão tarifária adotada pela ANEEL.** Programa de Interunidades de Pós-Graduação em Energia (PIGPE/USP), São Paulo, 2005.

ROCHA, K.; BRAGANÇA, G.F.; CAMACHO, F. **Remuneração de Capital das Distribuidoras de Energia Elétrica: uma análise comparativa.** Instituto de Pesquisa Econômicas Aplicadas (Ipea), Rio de Janeiro, 2005.

ROCHA, K.; CAMACHO, F.; FIUZA, G.; **Custo de Capital das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica no Processo de Revisão Tarifárias 2007-2009.** Texto para Discussão No 1174, Rio de Janeiro, 2006.

SHARPE, W.F.; ALEXANDER G.J.; BAILEY, J.V.; **Investments Analysis.** New Jersey: Prentice Hall, 1995

VARIAN, H. R. **Microeconomia Princípios Básicos: uma abordagem moderna.** Tradução da 6 Edição Americana Editora Elsevier, Rio de Janeiro, 2003.

VISCUSI, W., VERNON, J., HARRINGTON JR., J. **Economics of regulation and antitrust.** Cambridge: MIT Press, 1995.